



Miguel S. Wionczek
Coordinador

MERCADOS MUNDIALES DE HIDROCARBUROS

SITUACION PRESENTE, PERSPECTIVAS
Y TENDENCIAS FUTURAS

338.27282
W796m
ej.3

EL COLEGIO DE MEXICO

Mercados mundiales de hidrocarburos.

Situación presente, perspectivas y tendencias futuras

PROGRAMA DE ENERGÉTICOS

Miguel S. Wionczek,
coordinador

✓ Mercados mundiales de hidrocarburos.
Situación presente, perspectivas
y tendencias futuras



EL COLEGIO DE MÉXICO

Sol de la portada: Hajime Ouchi

Primera edición, 1983, El Colegio de México
© 1983, El Colegio de México
Camino al Ajusco, 20
10740, México, D.F.

Impreso y hecho en México-*Printed and made in Mexico*

ISBN 968-12-0231-7

INDICE

Participantes en el Coloquio	11
Prefacio	15
<i>Miguel S. Wionczek</i>	
Introducción	17
<i>Víctor L. Urquidi</i>	
 I. LA ENERGÍA EN LOS AÑOS OCHENTA	
La energía en los años ochenta. Un análisis actualizado de estudios recientes	23
<i>Bijan Mossavar-Rahmani</i>	
Comentaristas:	
<i>William Ascher</i>	45
<i>Alan S. Manne</i>	47
<i>Oystein Noreng</i>	50
 II. PERSPECTIVAS DE LOS MERCADOS MUNDIALES DE HIDROCARBUROS PARA LOS AÑOS OCHENTA	
La perspectiva petrolera mundial hasta el año 2000	55
<i>Herman T. Franssen</i>	
Crisis energética y sobreoferta de crudo: implicaciones para la política energética de los años noventa	80
<i>John P. Weyant y David M. Kline</i>	

Las expectativas acerca del mercado mundial de hidrocarburos a comienzos de los años ochenta <i>Jack Hartshorn</i>	111
Tres enfoques de las perspectivas del mercado petrolero mundial en los años ochenta <i>Oystein Noreng</i>	129
La energía, o el mundo al revés <i>Daniel Yergin</i>	145
La perspectiva energética mundial <i>S. Fred Singer</i>	150
Apéndice A	153
Apéndice B	157
Probables cambios en la demanda mundial de petróleo y gas natural en el decenio de los ochenta <i>M. A. Styrikovich</i>	162
Monto y distribución de los recursos petroleros mundiales (conocidos y desconocidos) y una estimación de la exploración futura <i>Marcello Colitti</i>	172
La fijación del precio del petróleo: ¿está en juego el papel de la OPEP? <i>Robert Mabro</i>	196
Notas sobre las perspectivas del petróleo en el corto plazo <i>Alirio A. Parra</i>	205
Comentaristas:	
<i>Richard Irving Jahn</i>	213
<i>David Jenkins</i>	215
<i>Ronald E. Muller</i>	217
<i>Francisco Rojas</i>	221
<i>Takao Tomitate</i>	224
<i>Jesús Puente Leyva</i>	226

III. EL PRESENTE Y EL FUTURO DEL GAS NATURAL

Presente y futuro del gas natural <i>Miguel S. Wionczek y Marcela Serrato</i>	231
--	-----

Comentaristas:	
<i>Adrián Lajous</i>	274
<i>Pierre Leprince</i>	279
<i>Jesús Puente Leyva</i>	281

IV. LA SUSTITUCIÓN DEL PETRÓLEO POR HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES

La sustitución del petróleo por hidrocarburos no convencionales	287
<i>Joseph Barnea</i>	

Comentaristas:	
<i>Jaime Corredor</i>	300
<i>Issam El-Zaim</i>	302
<i>Bert Struth</i>	305
<i>Daniel Yergin</i>	307
<i>Robert P. Hosemann</i>	310

V. EL FUTURO DE LAS EMPRESAS PETROLERAS INTERNACIONALES Y LA EVOLUCIÓN PROBABLE DEL SISTEMA ENERGÉTICO MUNDIAL EN LOS AÑOS OCHENTA

El futuro de las empresas petroleras internacionales y la evolución probable del sistema energético mundial en los años ochenta	315
<i>Peter F. Cowhey</i>	

Comentaristas:	
<i>Gilberto Escobedo</i>	344
<i>Pierre Maillet</i>	347
El ámbito político internacional para las inversiones petroleras	351
<i>Edward L. Morse</i>	

VI. REFLEXIONES SOBRE EL COLOQUIO ACERCA DE LAS PERSPECTIVAS DE LOS MERCADOS MUNDIALES DE HIDROCARBUROS

Reflexiones sobre las perspectivas de los mercados mundiales de hidrocarburos en el decenio de los ochenta	363
<i>Miguel S. Wionczek</i>	

PARTICIPANTES EN EL COLOQUIO

William ASCHER. Profesor de Ciencias Políticas en la Universidad Johns Hopkins, Baltimore, Maryland. Autor entre otros, de *Forecasting: An Appraisal for Policy Makers and Planers* (1978).

Joseph BARNEA. Organizador del programa de recursos naturales en las Naciones Unidas, a la cual se integró en 1951 y director del Departamento de Recursos Naturales en la ONU hasta finales de 1973. Actualmente Senior Fellow de UNITAR a cargo del programa de energía y recursos naturales. Al mismo tiempo director del Centro de Información sobre Petróleo Pesado y Arenas Bituminosas en UNITAR/UNDP.

Gerardo BUENO. Investigador Asociado de El Colegio de México, ex embajador de México en la Comunidad Económica Europea, Bruselas. Ex Director General del Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología en México.

Marcello COLITTI. Vicepresidente de AGIP y de Ente Nazionale Idrocarburi (ENI), Roma, Italia.

Jaime CORREDOR ESNAOLA. Oficina de Asesores Económicos del Presidente de México. Anteriormente asesor económico de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público. Autor de "Algunas consideraciones sobre la política petrolera mexicana" (1982).

Peter F. COWHEY. Profesor Adjunto del Departamento de Ciencias Políticas en la Universidad de California-San Diego. Autor de *The Problems of Plenty: Energy Policy and International Politics* (University of California Press), y coeditor de *Profit and the Pursuit of Energy* (Westview Press.) Ha prestado sus servicios como consejero a varias agencias gubernamentales en Estados Unidos.

Issam EL-ZAIM. Funcionario de Desarrollo Industrial, en el Grupo Especial de Consultoría sobre Energía, en la Organización de Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (UNIDO), Viena, Austria.

Gilberto ESCOBEDO VILLALÓN. Director de Comercialización en Petróleos Mexicanos hasta 1982. Ex Director General de Crédito en la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Herman FRANSSEN. Economista Principal de la Agencia Internacional de Energía (París). Frecuente colaborador de los principales periódicos académicos sobre economía energética.

James HANSON. Economista Principal de la Exxon Corporation, Nueva York, N.Y.

Jack E. HARTSHORN. Vicepresidente de Jensen Associates, Inc., en Boston. Ha sido profesor visitante para tratar el tema de economías del petróleo, en la Escuela de Estudios Orientales y Asiáticos en la Universidad de Londres. Entre sus libros más conocidos están *Oil Companies and Governments* (1967) y *Objectives of the Petroleum Exporting Countries* (1978).

Robert P. HOSEMANN. Actualmente coordinador de planeación corporativa en Pacific Gas & Electric Company, San Francisco, California. Responsable de la revisión de tecnologías de generación eléctrica avanzadas, oferta y demanda de combustibles, y de los aspectos organizacionales relativos.

Richard A. IRVING JAHN. Asistente del Presidente de Petróleos de Venezuela, Caracas, Venezuela.

Wanda JABLONSKI. Fundadora y directora de la revista *Petroleum Intelligence Weekly* (1961-). Anteriormente de *Petroleum Week* (1955-1961) y encargada de asuntos relacionados con petróleo en *The Journal of Commerce* (1945-1954).

David JENKINS. Geólogo Principal desde 1979 para British Petroleum Exploration Company, que forma parte de British Petroleum, donde es responsable de la búsqueda y explotación de hidrocarburos. Tiene veinte años de experiencia con la BP en varios países.

Arve JOHNSEN. Presidente de Statoil, empresa petrolera estatal noruega desde 1972. Trabajó con Norsk Hydro de 1961 a 1971. Fue Ministro de Industria de Noruega en 1971.

Adrián LAJOUS. Director General de Energía, Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial y Secretario Ejecutivo de la Comisión de Energía en México hasta 1982.

Pierre LEPRINCE. Gerente de Estudios Económicos y de Proceso de Evaluación en el Instituto Francés del Petróleo, autor de libros y documentos sobre análisis económicos del petróleo.

Robert MABRO. Director del Centro de Medio Oriente en St. Anthony's College, Oxford, Inglaterra. Director de Seminarios sobre Energía de la OPEP y la OPAEP y del Club de Política Energética en la Universidad de Oxford.

Pierre MAILLET. Profesor en la Universidad de Ciencia y Tecnología en Lille, Francia.

Alan S. MANNE. Después de haber trabajado en la Rand Corporation ha sido profesor en las Universidades de Harvard y de Yale, y ha formado desde 1961 parte del profesorado de la Universidad de Stanford. Es autor y

coautor de cinco libros y de 70 artículos en las áreas de programación industrial, planeación del desarrollo y análisis sobre políticas de energía.

Edward L. MORSE. Director de Asuntos Internacionales de la Phillips Petroleum Co. Anteriormente Asistente del Secretario de Estado en asuntos de política energética internacional y profesor en las Universidades de Princeton, Johns Hopkins y de Columbia.

Bijan MOSSAVAR-RAHMANI. Miembro del Programa sobre Seguridad Energética en la Universidad de Harvard y autor del libro: *Energy Policy in Iran: Domestic Choices and International Implications* (1981). Investigador visitante en la Fundación Rockefeller entre 1978 y 1980 y anteriormente experto en asuntos energéticos en Irán, incluyendo miembro de la delegación de su país en la OPEP.

Ronald E. MÜLLER. Profesor de Economía y de Finanzas Internacionales en la American University y Director General del Centro de Cooperación Técnica Internacional, que pertenece al Programa de Desarrollo Interamericano en Washington, D.C.

Oystein NORENG. Profesor de la Escuela de Economía de Oslo, Noruega. Autor de *The Oil Industry and Government Strategy in the North Sea* (1980) y de *Oil Politics in the 1980's* (1980).

Alirio A. PARRA. Director de Petróleos de Venezuela, Caracas, Venezuela.

Jesús PUENTE LEYVA. Embajador de México en Venezuela. Autor de varios estudios sobre problemas de petróleo y gas en México.

Francisco ROJAS GUTIÉRREZ. Del Instituto de Estudios Políticos, Económicos y Sociales del PRI. Fue Coordinador General del Manejo del Presupuesto y de Políticas sobre Energía en la Secretaría de Planeación y Presupuesto en el periodo 1976-1982. Ex Jefe de Asesores en la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Marcela SERRATO. Investigadora en el Programa de Energéticos de El Colegio de México hasta 1982. Autora de varios estudios sobre las perspectivas del mercado mundial de hidrocarburos, la medición y conceptos de reservas de petróleo y gas, y sobre el desarrollo del gas natural en México.

S. Fred SINGER. Miembro del Centro de Estudios sobre Política Energética de la Universidad de Virginia, actualmente investigador en política de recursos naturales en la Fundación Heritage, Washington, D.C.

Bert W. STRUTH. Vicepresidente Ejecutivo de la Chemical Systems Inc., Tarrytown, Nueva York. Experto en áreas de energía e hidrocarburos.

Mikhail STYRIKOVICH. Geólogo petrolero, Miembro del Presidium de la Academia de Ciencias de la URSS.

Takao TOMIATE. Economista especializado en energía y Director de la División de Investigaciones en el Instituto de Economía Energética (IEE) en Tokio, Japón. Autor de *Structure of Oil Crisis* (1979) y de *Energy Industry* (1980). Catedrático de la Universidad de Tohoku (1980) y de la Universidad de Tokio (1981).

Víctor L. URQUIDI. Presidente de El Colegio de México, Presidente de la Asociación Económica Internacional. Sus principales campos de investigación han sido desarrollo económico, políticas de ciencia y tecnología para los países en desarrollo y problemas globales de energía.

René VILLARREAL ARRAMBIDE. Director de Finanzas Internacionales en la Secretaría de Hacienda y Crédito Público. Profesor de El Colegio de México y de otras universidades mexicanas. Autor de *El Desequilibrio externo en la industrialización de México* (1976).

John WEYANT. Director Comisionado para el Forum sobre Modelos de Energía y acreditado Investigador Asociado del Programa de Investigación de Operaciones y de Sistemas de Ingeniería y Economía, todo ello en la Universidad de Stanford. Anteriormente trabajó en la Escuela Kennedy, de la Universidad de Harvard, y en la Rand Corporation. Sus investigaciones se han enfocado hacia la planeación energética, al uso de un análisis formal sobre el proceso de la política energética, a asuntos de energía y seguridad, y a las perspectivas del mercado del petróleo.

Miguel S. WIONCZEK. Director del Programa de Investigación sobre Energía, en El Colegio de México. Ex Director Adjunto de Planeación en el Consejo de Ciencia y Tecnología (México). Autor, entre otros, de *Some Key Issues for the World Periphery* (1982). Profesor invitado de las universidades en Estados Unidos, Europa Occidental, Japón y América del Sur.

Daniel YERGIN. Presidente del Seminario Internacional sobre Energía y Seguridad en la Universidad de Harvard. Coautor de *Energy Future* y principal autor de *Global Insecurity: A Strategy for Energy and Economic Renewal*. Catedrático en la Escuela Kennedy de la Universidad de Harvard.

PREFACIO

De 1974 a 1980 se realizaron en México enormes descubrimientos de hidrocarburos convencionales (crudo ligero y semiligero y gas natural). En tal situación, El Colegio de México, un instituto de estudios sociales avanzados, estableció en 1979/80 el Programa de Investigación sobre Problemas Energéticos de Largo Plazo, a nivel nacional e internacional. Además de investigar los problemas energéticos mexicanos, la dirección de este Programa de Investigación resolvió organizar, de manera periódica, coloquios internacionales multidisciplinarios sobre ciertos aspectos, bien definidos pero sumamente polémicos, de la situación energética mundial, mediante sus amplios vínculos con programas y centros similares de otros países, tanto avanzados como en desarrollo.

El primer Coloquio Internacional se realizó en la ciudad de México durante el verano de 1981, con el auspicio conjunto de El Colegio de México y el International Institute for Environment and Development, de Londres; en él se estudiaron las necesidades energéticas de la agricultura de subsistencia en América Latina, África y Asia. Expertos de México, Guatemala, Brasil, Jamaica, Senegal, Nigeria, Corea del Sur y la India analizaron las experiencias y los problemas de sus países, en el marco general más amplio del papel de la agricultura de subsistencia en el subdesarrollo del Tercer Mundo. Los resultados del Coloquio se presentan en un libro que aparecerá próximamente en inglés (en Estados Unidos) y en español (en México), acerca de la energía en la transición de la agricultura de subsistencia.

El segundo Coloquio tuvo lugar en la misma ciudad en la primavera de 1982. Se centró en el tan debatido tema de las perspectivas internacionales de los hidrocarburos tradicionales (petróleo y gas natural) para el decenio de los ochenta. El presente libro es, precisamente, el resultado de este Coloquio, en el cual participaron como ponentes y comentaristas unos cuarenta expertos sobresalientes de todo el mundo. La situación actual, caracteriza-

da por una crisis económica internacional cada vez más profunda, y el continuo avance tecnológico en materia de producción y usos de la energía, hacen más compleja, día a día, la tarea de proyectar las tendencias del mercado mundial de hidrocarburos; por tal razón, El Colegio de México consideró que en el Coloquio deberían participar tantos expertos como fuese posible, de tantas regiones y países productores y consumidores de hidrocarburos y de tantas instituciones y disciplinas vinculadas como se lograse reunir.

En consecuencia, asistieron los principales expertos de centros académicos de investigación, organismos internacionales, empresas consultoras y grandes corporaciones públicas y privadas, instituciones todas vinculadas con la producción o el comercio internacional de la energía. Hubo representantes de Estados Unidos, la Unión Soviética, el Reino Unido, Francia, Italia, Noruega, Japón y Venezuela, así como, por supuesto, del país anfitrión, México. El carácter privado de la reunión permitió un intercambio pleno y muy provechoso de opiniones acerca del futuro papel de los principales sectores del mercado mundial de hidrocarburos (los miembros de la Agencia Internacional para la Energía, los países socialistas, la OPEP, los nuevos grandes productores que no integran la OPEP y los países en desarrollo importadores de crudo), en el contexto del comportamiento probable de este mercado durante el decenio en curso.

En el Coloquio se analizaron de manera detallada cinco temas principales:

1. Las lecciones que nos dejan las proyecciones de la demanda y la oferta energéticas mundiales formuladas de 1972 a 1982, con hincapié en las referentes al petróleo y el gas natural.
2. Opiniones actuales de ciertas organizaciones energéticas internacionales, acerca de las condiciones que prevalecerán, durante los años ochenta, en la oferta y la demanda mundiales de petróleo y gas natural en Estados Unidos, Europa Occidental, Japón, la Unión Soviética, los nuevos grandes productores de crudo y la región de la OPEP.
3. El presente y el futuro del gas natural.
4. El desarrollo reciente y las perspectivas de los hidrocarburos pesados.
5. Las estrategias petroleras de las grandes corporaciones energéticas internacionales después del surgimiento de la OPEP.

El objetivo del Coloquio no consistía en lograr un imposible consenso acerca de estos temas; por tal razón, en el último capítulo del libro nos limitamos a señalar ciertos campos de acuerdo y desacuerdo, y a formular algunas reflexiones sobre los debates de la reunión y las enseñanzas que dejó para todos los participantes.

Miguel S. Wionczek
El Colegio de México

INTRODUCCION

Víctor L. Urquidi

Presidente de
El Colegio de México

Quiero comenzar subrayando la importancia que tiene para México este Coloquio, al que han llegado de todo el mundo tan importantes y conocedores expertos en materia de energía.

El Coloquio fue organizado por el grupo de investigación de El Colegio de México que encabeza el profesor Miguel S. Wionczek. Durante los dos últimos años, este grupo se ha dedicado a estudiar los aspectos económicos, tecnológicos, de cambio estructural y aun de política internacional del panorama energético mundial. Su trabajo ha recibido el apoyo de Petróleos Mexicanos, y en particular del actual director de la empresa, Julio Rodolfo Moctezuma; de la Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial, a cargo de José Andrés Oteyza, y de la Secretaría de Relaciones Exteriores, encabezada por Jorge Castañeda. Expreso nuestra gratitud a estos tres organismos gubernamentales, cuyo apoyo hizo posible la formación de este grupo de investigación o, como dirían los franceses, "groupe de réflexion".

Este Coloquio reúne a técnicos en la previsión y el estudio del mercado de hidrocarburos; el tema, es obvio, reviste para México una gran importancia, sobre todo en esta época, puesto que aquí se podrá evaluar una amplia gama de estudios y formular comparaciones en las inciertas circunstancias imperantes.

Cae de su peso que no intento competir con ninguno de los ponentes, cuyos trabajos he leído; permítaseme, no obstante, exponer unas breves observaciones.

La primera: me parece que la situación actual y las perspectivas de muchas fuentes de energía, en especial las del petróleo y el gas natural, han resultado mucho más volátiles de lo que se suponía hasta hace pocos años. Creo, además, que la futura inestabilidad potencial es muy considerable, sin

duda en el mediano plazo, y que se vincula con la inestabilidad de la economía mundial, cuyas perspectivas son mucho peores de lo que antes se creía.

En la demanda de hidrocarburos se sienten efectos directos de corto, mediano y largo plazos, así como factores estructurales que afectan a las perspectivas del mercado, que quizá no se han estudiado con profundidad suficiente. Entre tales efectos estructurales debemos mencionar los cambios en la oferta originados, por ejemplo, por la expansión de la producción ajena a la OPEP y por el progreso tecnológico que hace posibles nuevos descubrimientos y aumentos de la producción. También hay cambios estructurales en la demanda, debido a las medidas de ahorro energético que ha puesto en práctica la industria y al cambiante panorama de la localización industrial en el mundo, a través del proceso de industrialización de muchos países en desarrollo y de los consiguientes efectos en la demanda de hidrocarburos. Similares desplazamientos se pueden observar en las naciones industrializadas, sobre todo en determinados sectores, que también afectan la demanda. En general, ha resultado evidente una tendencia, que bien podría persistir, a subestimar el aumento de la demanda de los países en desarrollo, aunque esta afirmación debe analizarse junto con otros aspectos del desarrollo de estas naciones. Pienso que es importante señalar, asimismo, el papel de un creciente número de actores o agentes del cambio en la situación energética mundial, en el proceso de "cambio estructural".

Mi segunda observación: parece que todavía no se aprecia cabalmente el alcance de los efectos de la inflación y de las fluctuaciones de las tasas de cambio en la producción y el consumo de energía. Vivimos en un mundo de tasas de cambio flotantes; entre las monedas de los países más industrializados hay oscilaciones de 20 a 25 por ciento; estos cambios tienen una gran importancia, y su influencia en el mediano plazo y en el largo no se ha tomado en cuenta de modo adecuado.

En tercer lugar, tampoco se han considerado plenamente las dificultades de pago de los países en desarrollo. Por una parte, se prevé que el proceso de industrialización de estos países será, en el futuro, el elemento más dinámico de la demanda energética; por otra, sin embargo, estas naciones no dispondrán de los medios necesarios para financiar sus importaciones de crudo. Además, se ha subestimado el costo *real* del desarrollo de fuentes alternativas en Brasil, la India y los demás países que no son autosuficientes en materia energética, así como se subestima el costo *real* de desarrollar nuevos recursos de hidrocarburos en las naciones que los poseen.

Me incita a formular mi cuarta observación una de las ponencias presentadas en este Coloquio: en los próximos veinte años, la migración sur-norte será cuantiosa y muy rápida, y tendrá una influencia importante en el consumo energético de los países industrializados. En otra ponencia se afirma que, en el mundo industrializado, el crecimiento demográfico se ha aplanado y, por consiguiente, también se estabilizará el consumo per cápita de energía, sobre todo en usos domésticos. Creo, no obstante, que

esta opinión no toma en cuenta los grandes flujos migratorios del sur hacia el norte, del Mediterráneo y el Cercano Oriente hacia Europa, de Sudamérica, México y el Caribe hacia Estados Unidos y Canadá, etcétera.

En las ponencias presentadas en este Coloquio no aparece referencia alguna al efecto que tienen en la demanda energética los gastos de defensa de los países industrializados y de algunos del Tercer Mundo. En una reunión reciente de especialistas en econometría, dedicada a la cuestión de las proyecciones de la economía mundial, pregunté si los participantes habían considerado los efectos del gasto de defensa en la demanda de energía; se me contestó que a nadie se le había ocurrido analizar ese aspecto. Señaló, a vía de ejemplo, un hecho: en los próximos años Estados Unidos comenzará a utilizar un nuevo tanque, más eficaz que los actuales pero que consumirá cinco veces más energía por unidad transportada; vale la pena, sin duda, reflexionar sobre este punto.

Quiero hacer hincapié en otro factor: en los escenarios presentados, se tiende a suponer que los conflictos internacionales no afectarán las tendencias de largo plazo. Creo que esta opinión también requiere de investigación ulterior.

Ciertas ponencias me mueven a agregar un comentario acerca del gas natural. Me parece asombroso el desperdicio de este recurso en todo el mundo; se afirma que es de 55%. También pienso que se subestima la importancia del gas natural y que no se ha otorgado suficiente atención a los problemas de su futura oferta y demanda.

Quisiera terminar con una última observación: en general, tengo la impresión de que los modelos y las proyecciones deberían desagregarse más, y que es necesario un análisis de mayor alcance y más complejo que el realizado en los estudios elaborados hasta ahora; ello surge con claridad de la ponencia de Mossavar-Rahmani, en la cual se compara un amplio espectro de modelos energéticos.

I

LA ENERGÍA EN LOS AÑOS OCHENTA

LA ENERGÍA EN LOS AÑOS OCHENTA. UN ANÁLISIS ACTUALIZADO DE ESTUDIOS RECIENTES

Bijan Mossavar-Rahmani

Introducción

En 1980 el autor, con la colaboración de Edwin A. Deagle Jr. y Richard Huff, preparó una primera versión de este informe para el Grupo de los Treinta, el cual lo publicó al año siguiente en su serie "Occasional Papers". Esta versión, actualizada con la ayuda de Sahrmin B. Mossavar-Rahmani, incorpora estudios aparecidos en 1981 y a principios de 1982. Otras revisiones incorporadas se refieren a cuestiones más directamente vinculadas con las condiciones actuales de los mercados petroleros.

Este informe se basa en datos recogidos en unos ciento cincuenta estudios y proyecciones elaborados en los últimos diez años, acerca de la futura oferta y demanda de energía; la mayoría de esos trabajos se refiere a la región de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE).¹ A primera vista resultó evidente que los estudios, en su conjunto, presentaban una gama sorprendentemente amplia de posibilidades futuras.

Al ordenarlos cronológicamente, se extraen algunas inferencias importantes:

¹ Este trabajo debe mucho a dos "estudios de estudios". El primero, de Herman T. Franssen, sugería la utilidad de clasificar los estudios según la época en que se elaboraron. El segundo, de John R. Brodman y Richard E. Hamilton, es una aplicación cuidadosa y sistemática de este principio a 78 estudios. Muchos de éstos presentaban una gama de escenarios, en los cuales se admitía la variación de parámetros tales como el crecimiento económico, la eficiencia energía/PIB y los precios de los energéticos. Tanto Franssen como Brodman y Hamilton optaron por los escenarios más probables, ya fuera en opinión del autor original, ya en la de ellos mismos, para utilizarlos en sus análisis; para las proyecciones elaboradas en 1979-1982 se siguió aquí un procedimiento similar.

1. Los principales determinantes de las proyecciones de la demanda energética de la OCDE son las tasas de crecimiento económico, las elasticidades energía/PIB, la sustitución de unos combustibles por otros y los precios mundiales del petróleo. En los estudios realizados, los supuestos y las estimaciones acerca de estos cuatro factores se han modificado considerablemente a lo largo del tiempo, con el consiguiente cambio en las proyecciones de la futura demanda energética de la OCDE.

- Se han reducido progresivamente las proyecciones de la tasa de crecimiento económico de la OCDE hasta 1985. La mayoría de las estimaciones actuales proyectan tasas de crecimiento comparables a las de los años setenta. Las proyecciones de corto a mediano plazo de la elasticidad energía/PIB² (una medida de la eficiencia en el uso de energía) de la OCDE han caído por debajo de 1.0 y parecen estabilizadas alrededor de 0.5 para el período que llega hasta 1985. Esta caída refleja una respuesta general conservacionista ante los mayores precios del petróleo, aunque también es probable que indique la situación deprimida de muchas industrias intensivas en energía en los países de la región.
- También han disminuido continuamente, desde 1976, los aumentos proyectados del suministro de energía producida en los propios países de la OCDE, ya sea en respuesta a los mayores precios del petróleo o debidos a la acción estatal. Por consiguiente, han disminuido las expectativas de una sustitución en gran escala de unos combustibles por otros en el corto plazo, en particular la del petróleo.
- En la mayoría de los estudios preparados antes de 1980 se suponía que el precio futuro del petróleo se mantendría constante en términos reales (sobre la base del precio vigente en el momento de elaborar cada estudio), o que aumentaría a una tasa pequeña pero continua; en realidad, a comienzos de 1980 tuvo lugar un aumento significativo. En cambio, en los estudios realizados en 1981 y 1982 se suponen, hasta 1985, precios reales constantes o en declinación; queda por verse si también en estos trabajos se subestimó la verdadera magnitud de los movimientos del precio.

2. Las estimaciones de la demanda total de energía de la OCDE han disminuido, debido a los supuestos referentes al crecimiento económico y a la elasticidad energía/PIB. Hasta hace poco tiempo, los efectos de esa disminución en la demanda prevista de petróleo importado de la OCDE quedaban más que compensados por la caída en las proyecciones acerca del suministro producido en la propia región. Sin embargo, las estimaciones recientes proyectan una aguda caída de la demanda de petróleo importado por la OCDE,

² Es decir, el cociente entre el incremento porcentual anual promedio del consumo de energía y el incremento porcentual anual promedio del producto bruto interno en el mismo período.

lo cual refleja las expectativas vinculadas a los efectos de los aumentos ocurridos en el mercado internacional del petróleo en 1979/1980.

3. Todavía subsiste una buena dosis de incertidumbre en las estimaciones de la demanda neta de petróleo importado de Estados Unidos, las economías centralmente planificadas³ y los países en desarrollo. En los dos primeros casos, la incertidumbre proviene de la imposibilidad de predecir las futuras políticas energéticas de los países. En el caso de las naciones en desarrollo, la razón es la carencia de datos y la ignorancia acerca de la relación entre energía y desarrollo.

4. Las opiniones están muy divididas con respecto al momento en que las fuentes no petroleras (carbón, fisión nuclear, energía solar, combustibles sintéticos y aun la fusión nuclear) serán capaces de suministrar un abastecimiento abundante. Los analistas parecen coincidir en que ninguna de estas posibilidades servirá realmente para gran cosa en los próximos diez años. Hoy en día, el petróleo provee alrededor de la mitad de la energía comercial en todo el mundo. Gracias a su flexibilidad y versatilidad, es sumamente probable que siga teniendo una gran ventaja frente a cualquiera de las otras fuentes desarrolladas hasta ahora. Es fácil de extraer, transportar, distribuir y consumir, y resulta notablemente práctico en una amplia gama de usos energéticos. No será fácil reemplazarlo.

5. Hoy en día los analistas concluyen que durante todo el decenio de los ochenta, y quizá después aún, la economía mundial seguirá dependiendo vitalmente del petróleo de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP),⁴ y sobre todo del de sus miembros del Medio Oriente, precisamente en una época en que muchos de esos países se vuelven cada vez más vulnerables a los conflictos políticos y sociales internos y a actos de agresión externa. Una interrupción importante del suministro de petróleo de uno de estos países, sobre todo si ocurre en un momento de escasez en el mercado, podría desencadenar otra explosión en los precios similar a las dos anteriores.

En la primera parte de este trabajo se analizan las dificultades para formular juicios analíticos acerca de la situación energética futura, se presentan algunas observaciones sobre las pautas que aparecen en las estimaciones de los estudios analizados y se resumen las principales conclusiones.

En la segunda parte se trascienden los estudios para examinar brevemente los factores que afectan a las futuras tendencias de los mercados mundiales de petróleo y se concluye que, a pesar de los numerosos análisis existentes, esos mercados seguirán siendo tan volátiles, inseguros y llenos de sorpresas durante los años ochenta como lo fueron en el decenio anterior.

³ La URSS, Europa Oriental, la República Popular China, Yugoslavia, Cuba, Corea del Norte, Vietnam del Norte, Laos, Cambodiaa y Albania.

⁴ Integrada por Arabia Saudita, Iraq, Irán, Kuwait, Venezuela, Nigeria, Libia, Indonesia, los Emiratos Arabes Unidos, Argelia, Qatar, Ecuador y Gabón.

I. Tendencias de las proyecciones de la demanda energética mundial

A. Los problemas de las proyecciones energéticas

Los analistas siempre toman la precaución de recordar a sus lectores que los resultados de sus modelos son *proyecciones* del futuro basadas en una gama de hipótesis; no pretenden ser *previsiones*. En el caso de la energía, la necesidad de proyectar hacia un futuro muy lejano otorga especial importancia a esta advertencia, puesto que es casi seguro que alguno de los principales aspectos de estas proyecciones de largo alcance contenga un error.

Además de los problemas inherentes de incertidumbre, el análisis de la futura oferta y demanda de energía es una ciencia incipiente. Antes de 1973, las proyecciones energéticas no eran más que simples extrapolaciones de las tendencias anteriores; desde entonces, la elaboración de modelos energéticos se ha convertido en una actividad muy compleja, pero todavía muy nueva. Aunque los modelos actuales son mucho mejores, los analistas disponen de muy pocos datos para llevar a cabo su trabajo.

Debido a estos problemas, es útil examinar no sólo las proyecciones más recientes, sino también las pautas que siguieron las estimaciones a lo largo del tiempo. Las grandes diferencias entre las realizadas en 1973-1974 y las posteriores constituyen una seria advertencia acerca del cuidado con que deben manejarse tales estudios.

En el análisis que sigue, es probable que el lector pueda aprender más sobre los problemas de formular previsiones energéticas, y sobre el grado de incertidumbre que ellas encierran, que sobre lo que el futuro, en verdad, nos tiene reservado. No obstante, la pauta general de las estimaciones realizadas desde 1973 pueden indicar lo que pasará (o no pasará) con más claridad que las estimaciones individuales más completas o las más recientes.

Estimaciones de la demanda energética mundial

Muy pocos trabajos estiman directamente la demanda energética mundial en términos agregados, debido a la probabilidad de que el margen de error sea muy grande. En cambio, en la mayoría se estima la demanda energética por países o por regiones; después se resta la producción nacional o regional de petróleo y gas natural, energía nuclear, carbón y otras formas de energía, así como las importaciones netas de gas natural, carbón y electricidad; sobre esa base se calculan entonces las importaciones netas de petróleo de la región o país en cuestión. La demanda agregada neta de petróleo importado de los países o regiones importadores se agrega entonces a las necesidades internas de los trece países de la OPEP para obtener la demanda total de petróleo de la OPEP. Aunque muy extendido, este enfoque tiene, cuando menos, dos defectos. En primer lugar, un error al estimar cualquier componente de la demanda energética o de la producción nacional conducirá a un

error equivalente en la estimación de la demanda neta de petróleo importado. En segundo término, puesto que la OPEP suministra alrededor de un quinto de la energía comercial del mundo, y dado que la demanda de petróleo de la OPEP se trata como un rubro "residual", un error de 5%, por ejemplo, al calcular la demanda energética mundial resultaría en uno de 25% en las proyecciones de la demanda *residual* del petróleo de la OPEP. Por eso, antes de tomar en cuenta tales proyecciones, es muy importante analizar cómo se proyectan los principales componentes de esa demanda.

B. Las proyecciones recientes de los principales componentes de la demanda y oferta de energía

En esta sección se analizará con cierto detalle el contenido de estudios elaborados en distintas épocas acerca de los determinantes de la oferta y demanda de energía. Es útil agrupar los estudios y estimaciones en cinco períodos: los realizados antes de 1974 (que no reflejan la cuadruplicación de los precios del petróleo ni la recesión de 1974-1975); los realizados de 1974 a 1976 (que reflejan ya ambos hechos); los elaborados en 1977-1978 (que toman en cuenta la abundancia en los mercados mundiales en 1975-1978); los realizados en 1979-1980 (que reflejan la Revolución iraní y la subsecuente escasez en el mercado), y, por último, los más recientes, preparados en 1981 y comienzos de 1982 (que reflejan un nuevo periodo de mercados deprimidos).

1. Los principales supuestos en las estimaciones de la demanda energética de la OCDE

Como hemos mencionado, los dos supuestos más importantes con respecto a la demanda energética son las proyecciones de las tasas de crecimiento económico y las de la elasticidad energía/PIB. Si la economía mundial creciese a una tasa de 4% anual y aquella elasticidad fuese de 1.0, la demanda energética se duplicaría en 18 años. En cambio, si el crecimiento fuese de 3.5% anual y la elasticidad de 0.7, tal duplicación ocurriría en 29 años.

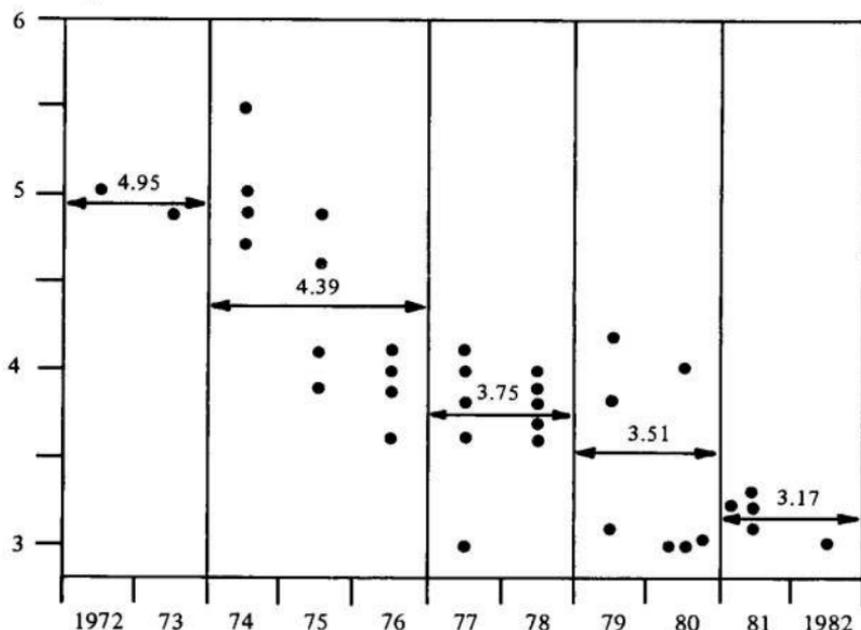
Las proyecciones de la tasa de crecimiento económico real de la OCDE para el decenio de los ochenta han disminuido de una media de 4.95% anual en los estudios elaborados antes de 1974 a una de 3.17% anual en los realizados en 1981-1982. La pauta temporal de tales estimaciones se ilustra en la gráfica 1. Antes de 1977 había un optimismo considerable acerca de la posibilidad de volver a lograr las tasas de crecimiento alcanzadas antes de la "crisis del petróleo" de 1973-1974. En realidad, la tasa media anual de crecimiento del PIB en todos los países industrializados fue de 3.3% de 1970 a 1980.⁵ Las proyecciones posteriores a 1977 reflejan expectativas más pesimistas con respecto al crecimiento económico futuro.

⁵ Banco Mundial, *World Development Report, 1981*, BIRF, 1981, p. 10.

Gráfica 1

Proyecciones de las tasas de crecimiento económico
real de la OCDE en 1970-1985^a

Porcentajes



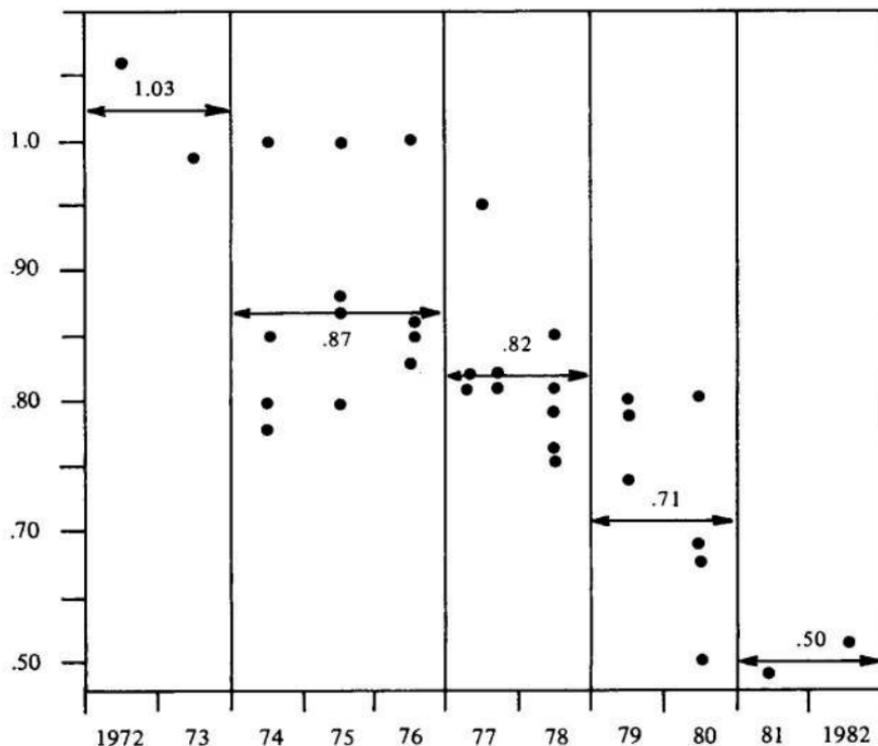
^a En esta gráfica y en las siguientes, se indica en el eje de las abscisas el año en que se formuló la proyección.

Las estimaciones de la elasticidad energía/PIB de la OCDE han disminuido de una media de 1.03 en los estudios anteriores a 1974 a una de 0.50 en los de 1981-1982, lo cual refleja en buena medida la mayor eficiencia en el uso de la energía, como respuesta al aumento de sus precios. La pauta de las estimaciones se muestra en la gráfica 2. La desviación estándar de las estimaciones se ha modificado de modo considerable (14% en los estudios de 1974-1976; menos de 4% en los de 1981-1982), lo que indica el creciente consenso entre los analistas acerca de la tasa de ahorro de energía en respuesta a los precios más altos, y las expectativas de mejoras en la eficiencia energética.

Gráfica 2

Proyecciones de la elasticidad energía/PIB de la OCDE en 1970-1985

Cociente de los
crecimientos
energía/PIB



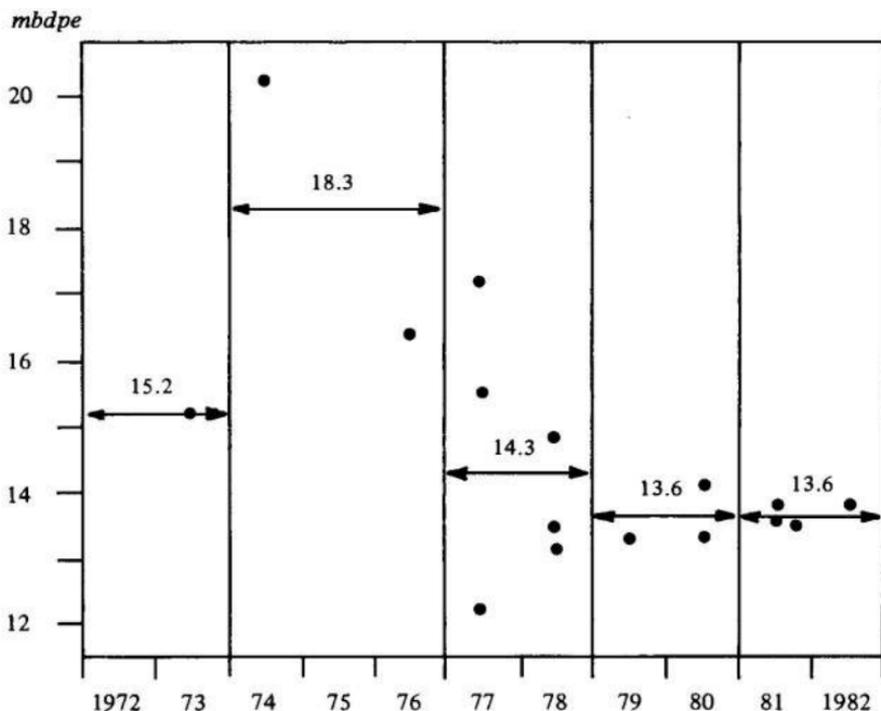
2. Proyecciones de la producción de petróleo y gas natural en la OCDE para 1985

Las proyecciones de la producción de petróleo y gas natural en la OCDE aumentaron mucho en 1974, como reflejo de las expectativas de una respuesta de la oferta a los mayores precios y de los nuevos suministros provenientes de Alaska y el Mar del Norte. Sin embargo, las estimaciones comenzaron a decaer ininterrumpidamente a partir de 1975, hasta alcanzar cierta estabilidad a fines del decenio.

Como se aprecia en la gráfica 3, la media de las estimaciones de la producción de gas natural en la OCDE saltó de 15.2 millones de barriles diarios

Gráfica 3

Proyecciones de la producción de gas natural de la OCDE en 1985



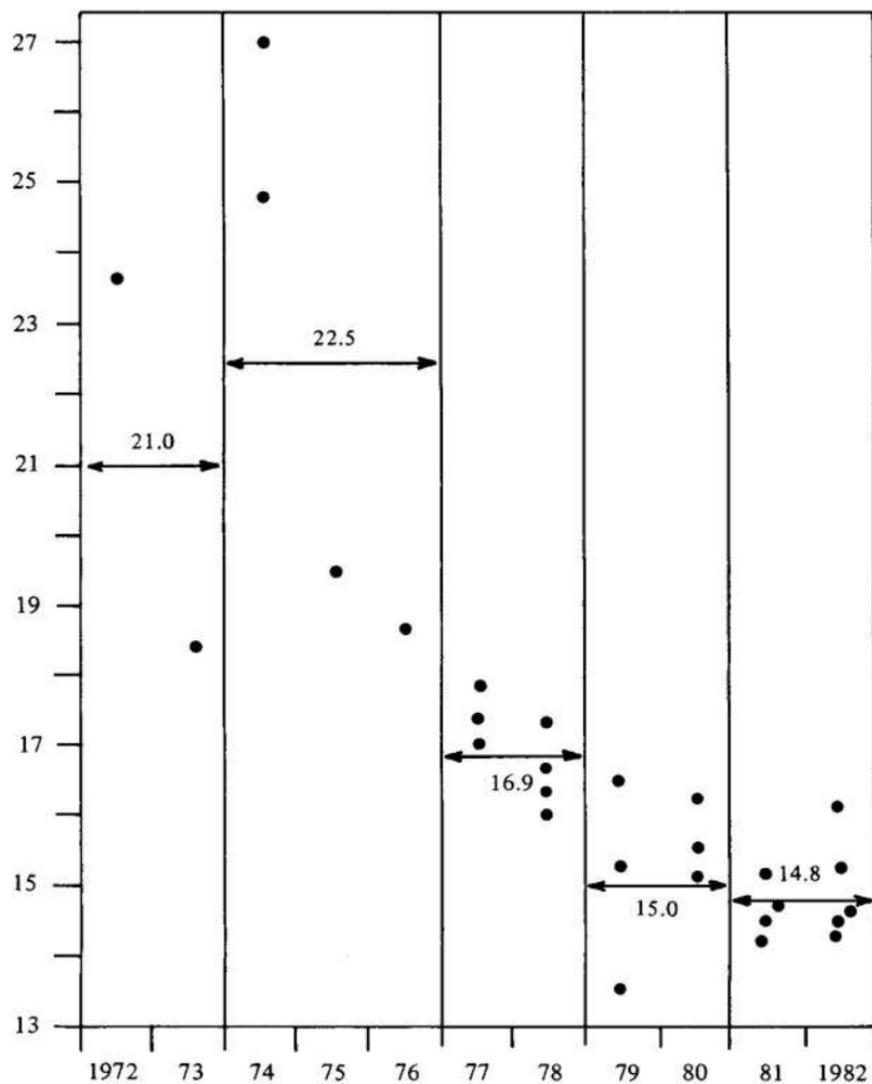
de petróleo equivalente (mbdpe),⁶ en el único estudio anterior a 1974, a 18.3 mbdpe en los dos de 1974-1976; después bajó a 14.3 mbdpe en los trabajos de 1977-1978, y luego disminuyó más aún, a 13.6 mbdpe, en los de 1979-1980 y 1981-1982.

⁶ Las fuentes no petroleras se convirtieron a la unidad corriente de *mbdpe*. Sin embargo, en la mayoría de los trabajos no se especifican los factores de conversión empleados; por consiguiente, sus estimaciones pueden no ser siempre estrictamente comparables. Según Brodman y Hamilton, "las disparidades podrían llegar a 10% del valor del rubro estimado, y aun más en las estimaciones de la equivalencia, en términos de energía primaria, del carbón y la capacidad nuclear instalada. Una fuente adicional de imprecisión radica en la necesidad de Brodman y Hamilton (y la nuestra) de realizar estimaciones numéricas a partir de gráficas. Brodman y Hamilton utilizaron los factores de conversión de la OCDE (publicados en *Energy Balances of OECD Countries*, París, 1978) para convertir los datos en millones de toneladas anuales de petróleo equivalente. Para este artículo se convirtieron esas cifras en mbdpe mediante el factor 1 ton = 7.33 barriles.

Gráfica 4

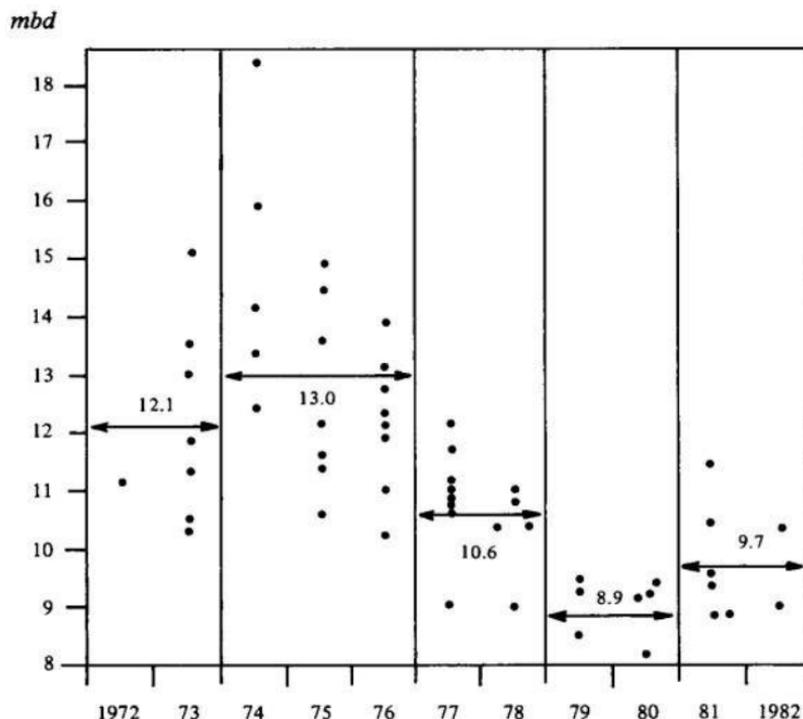
Proyecciones de la producción de petróleo y líquidos del gas natural de la OCDE en 1985

mbd



Gráfica 5

Proyecciones de la producción de petróleo y líquidos del gas natural de Estados Unidos en 1985



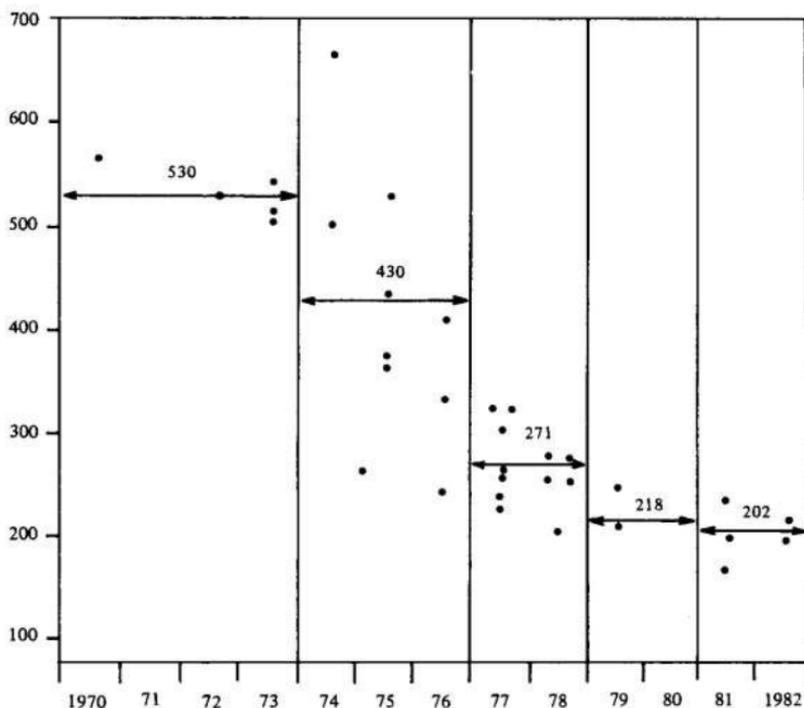
De modo similar, las estimaciones sobre la producción de petróleo y líquidos del gas natural (LGN)⁷ de la OCDE para 1985 aumentaron después del incremento de precios de 1973-1974 y disminuyeron considerablemente después (véase la gráfica 4). En parte, este patrón temporal de las estimaciones refleja los defectos de los modelos usados en los estudios iniciales y la gran controversia entre los analistas con respecto a los efectos que tendrían los precios tanto más altos en la producción interna de la OCDE. Como se aprecia en las gráficas, la desviación estándar de las primeras estimaciones es muy alta (por ejemplo, de 18% de la media para el petróleo y los LGN y de 15% para el gas natural en los estudios de 1974-1976).

⁷ Los líquidos del gas natural son hidrocarburos tales como propano, butano y gasolina condensada o natural, que se quitan del gas, asociado o no, en plantas procesadoras especiales, después de lo cual el gas (ahora "seco") resulta adecuado para su transporte y su empleo como combustible o materia prima.

Gráfica 6

Proyecciones de la capacidad nuclear instalada de la OCDE en 1985

GWe



Las estimaciones más recientes de la producción de petróleo y LGN de la OCDE para 1985 muestran una caída continua, a pesar de un aumento en las previsiones de la producción de Estados Unidos. Como se aprecia en la gráfica 5, estas últimas descendieron continuamente durante el decenio de los setenta, pero en los últimos tiempos se han recuperado algo, debido a los esfuerzos de exploración más intensos realizados en años recientes.

3. Proyecciones de la capacidad nuclear instalada de la OCDE en 1985

Las estimaciones acerca de la contribución de la energía nuclear a la oferta energética de la OCDE para 1985 han decaído con rapidez. En la gráfica 6 se puede ver que la media, en los estudios anteriores a 1974, era de 530 gigawatts (13.8 mbdpe),⁸ y que en los de 1981-1982 cayó a 202 gigawatts

⁸ Brodman y Hamilton convirtieron la capacidad nuclear instalada de generación en petróleo equivalente suponiendo un factor de capacidad de 60% y una eficiencia de conversión de 35%. Aquí se emplea la misma fórmula.

(5.2 mbdpe). Esta rápida caída se debió a varios factores, entre los que deben mencionarse la menor demanda eléctrica proyectada, la preocupación generalizada por la seguridad en las plantas de energía nuclear, la incertidumbre acerca del almacenamiento del combustible nuclear usado, los aumentos de los costos y las demoras ocasionadas por problemas reglamentarios.

Hasta hace muy poco tiempo, la desviación estándar de las estimaciones era muy grande (de 29% de la media en los trabajos de 1974-1976). En 1981-1982 ya había caído a 12% de la media, cuando los analistas vieron que las nuevas plantas nucleares que aún no se habían empezado no estarían en funcionamiento en 1985, debido a los largos períodos que insume su construcción. Por cierto, hoy en día se prevé la postergación indefinida de algunas plantas en construcción cuya puesta en funcionamiento se esperaba para 1985 (e, incluso, que no lleguen a funcionar algunas ya terminadas) como consecuencia de la permanente controversia que rodea a la energía nuclear.

4. Las proyecciones del consumo de carbón en la OCDE para 1985

Las proyecciones del consumo⁹ de carbón en la OCDE para 1985, como las de otros recursos energéticos de producción interna, han disminuido, particularmente desde 1977. Como se ve en la gráfica 7, la media de las estimaciones formuladas en 1974-1976 es de 19.8 mbdpe, y de 19.0 en las de 1977-1978. Dada la dispersión de las estimaciones en cada período, la diferencia en las medias no es significativa. Presumiblemente, las estimaciones elaboradas en 1979-1980 y 1981-1982, mucho más bajas, reflejen las dificultades para incrementar significativamente el uso del carbón antes de 1985, debidas a los largos plazos de construcción, a la incertidumbre acerca de nuevas tecnologías, las complicadas restricciones ecológicas y a la necesidad de disponer de una infraestructura de transporte para el carbón y sus productos.

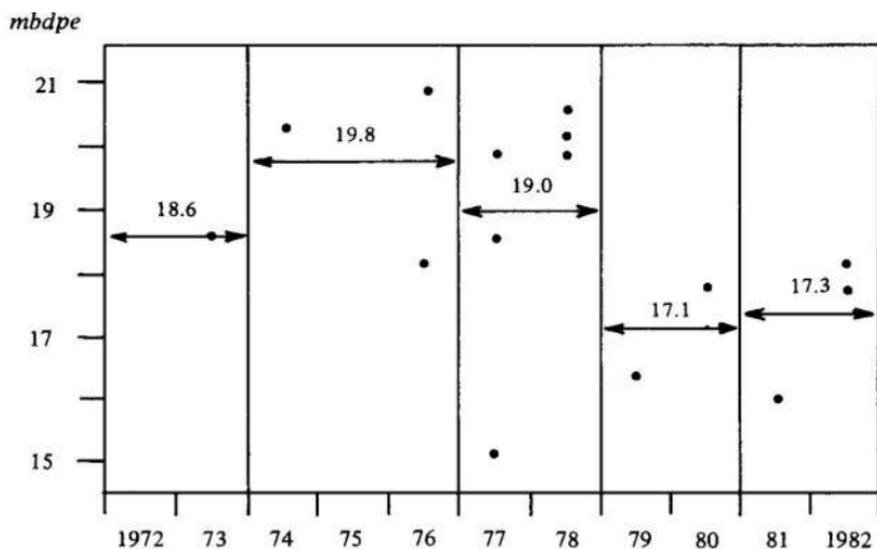
5. Las proyecciones de las importaciones netas de petróleo de la OCDE en 1985

Por lo general, estas proyecciones suelen calcularse como la demanda residual no satisfecha por los suministros nacionales de fuentes energéticas, petroleras o no. Por tanto, las diferentes proyecciones reflejan los efectos agregados de las variaciones en la estimación de la oferta de producción nacional y en la de la demanda energética. Como podía preverse, las estimaciones iniciales de las importaciones netas de petróleo, después de los aumentos de precio de 1973-1974, presentan variaciones considerables, de 20.5 a 53.4 millones de barriles diarios (mbd).

⁹ En este caso se mide el consumo, y no la producción, porque parte del carbón producido en la OCDE se exporta, y las cifras de producción no darían una imagen verdadera del consumo de estos países.

Gráfica 7

Proyecciones del consumo de carbón de la OCDE en 1985

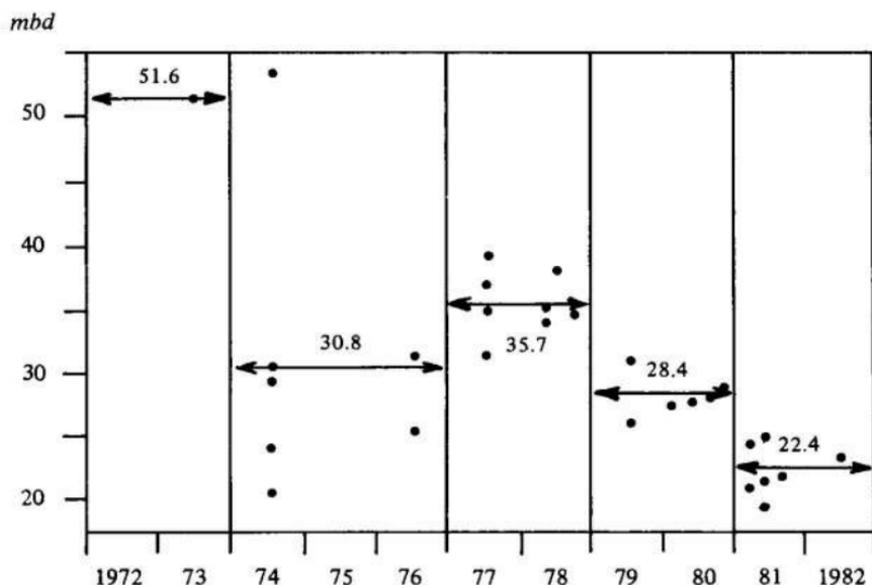


La única estimación de este rubro anterior a 1974 era de 51.6 mbd; en los estudios de 1974-1976 la media cayó abruptamente a 30.8 mbd, como reflejo de las expectativas de un menor crecimiento económico, una elasticidad energía/PIB más baja y una mayor producción interna. En los estudios de 1977-1978 la estimación media fue de 35.7 mbd, resultado de un cálculo más bajo de la oferta de producción interna (especialmente en Estados Unidos), la estabilización de las estimaciones del crecimiento económico y menores expectativas de ahorro energético en el corto plazo. En los estudios realizados en 1979-1980 la estimación media se redujo a 28.4 mbd. Estas tendencias aparecen en la gráfica 8.

Es importante señalar que, en los estudios de 1979-1980, se suponía que varios exportadores grandes de la OPEP impondrían nuevos topes a su producción en el decenio de los ochenta, de modo que la producción total de la Organización nunca volviese a superar el máximo de 31.3 mbd alcanzado en 1979; asimismo, en esos trabajos se preveía una caída de la demanda de la OCDE debida a la combinación de tasas más reducidas de crecimiento económico con medidas más enérgicas de conservación, ambas inducidas por los grandes aumentos de los precios reales del petróleo. Así, las estimá-

Gráfica 8

Proyecciones de las importaciones netas de petróleo
de la OCDE en 1985



ciones suponían en realidad que la razón de la menor demanda de la OCDE sería la restricción de la oferta. En los cálculos elaborados en 1981-1982 la media vuelve a caer a 22.4 mbd, esta vez porque muchos analistas creen que en las economías de la OCDE ha ocurrido un desplazamiento permanente, "estructural", del petróleo (sobre todo del de la OPEP), en respuesta a las dos sacudidas de precios acontecidas en los años setenta.

Como podía verse, la desviación estándar de las primeras estimaciones era muy grande (35% de la media en las proyecciones realizadas en 1974-1976). No obstante, en los últimos años ha caído a alrededor de 6% de la media en 1979-1980 y a 8% en los estudios escritos en 1981-1982, como reflejo de un mayor consenso, si no de una mayor perspicacia, con respecto a las perspectivas de la oferta energética de producción interna, de las tasas de crecimiento económico y del ahorro energético de la OCDE y, por lo menos en los trabajos de 1979-1980, con respecto a los supuestos acerca de la oferta de la OPEP.

6. *Proyecciones de las importaciones netas de petróleo de los países en desarrollo que no integran la OPEP y de las economías centralmente planificadas*

Las estimaciones de las importaciones netas de petróleo de los países en desarrollo que no integran la OPEP son muy pocas y varían muchísimo, de 0 a 4.5 millones de barriles diarios. Las discrepancias provienen de la incertidumbre con respecto a las futuras tasas de crecimiento económico, a las distintas elasticidades energía/PIB en los diversos tipos de países en desarrollo y a la inadecuación de los datos sobre la producción interna.

Durante el pasado decenio, el crecimiento económico de los países en desarrollo ha sido mayor que el de los desarrollados. De 1970 a 1980, las economías industrializadas crecieron a una tasa promedio de 3.3%, y los países en desarrollo a una de 5.1%.¹⁰ Para el decenio en curso, las proyecciones del Banco Mundial de la tasa de crecimiento de los países en desarrollo varían de 4.5 a 5.7 por ciento.¹¹ El Banco también estima que los países en desarrollo importadores netos de petróleo aumentarán sus compras de crudo en el exterior de 5.8 mbd en 1976 a 8.4 mbd en 1990.¹² Es posible que las estimaciones del Banco sean demasiado altas, y de los otros estudios no surge una pauta definida. El ritmo de desarrollo de la producción interna y las políticas energéticas nacionales son, en estos países, impredecibles; por consiguiente, sus importaciones netas de petróleo en los próximos años permanecen en la oscuridad.

Por otras razones, también son objeto de gran incertidumbre y controversia las importaciones (o exportaciones) netas de crudo de las economías centralmente planificadas. Las estimaciones para 1985 varían de exportaciones netas de 4.0 mbd a importaciones netas de 4.0 mbd. La media de todas las estimaciones posteriores a 1973 es una importación neta de 0.2 mbd, pero la desviación estándar es de 140% de la media, de modo que esta cifra tiene poca significación.

El principal tema en discusión es la disponibilidad de energía de la URSS. Dos estudios de la CIA, publicados en 1977 y 1979, señalan que la Unión Soviética tendría que importar petróleo en los años ochenta para compensar el rápido crecimiento de su demanda, la caída de la producción en los yacimientos actualmente explotados y la permanente dificultad para explotar nuevos recursos energéticos en Siberia. No obstante, algunos analistas dudan que ello ocurra, debido a la gran cantidad de divisas necesarias para realizar grandes importaciones, y predicen que, en cambio, la URSS pondrá en práctica medidas internas de ahorro energético.

¹⁰ Banco Mundial, *op. cit.*, p. 15. El Banco define a los países de desarrollo excluyendo a los miembros de la OPEP con superávit de capital. Por consiguiente, los otros miembros (Argelia, Ecuador, Gabón, Indonesia, Irán, Nigeria y Venezuela) quedan comprendidos en esta categoría.

¹¹ *Ibid.*, p. 15.

¹² *Ibid.*, p. 36.

En ambos casos (los países en desarrollo que no integran la OPEP y las economías centralmente planificadas) los analistas seguirán teniendo dificultades para estimar la demanda neta de petróleo. La media de las estimaciones para las dos categorías de países (2.5 mbd) es menor que el error estándar de las estimaciones de las importaciones netas de petróleo de la OCDE, de modo que, en cierto sentido, este problema no es muy importante. No obstante, el rango de variación de las estimaciones es muy amplio (casi 8 mbd), y excede con mucho las estimaciones del rango de variación probable de los suministros de la OPEP. Por consiguiente, podría afirmarse que la demanda *efectiva* de los dos tipos de países en el decenio en curso puede ser un factor importante en las ajustadas condiciones que se prevén para el mercado petrolero de esos años. En realidad, la falta de consenso entre los analistas puede oscurecer la posible importancia de este hecho.

C. La demanda mundial del petróleo de la OPEP

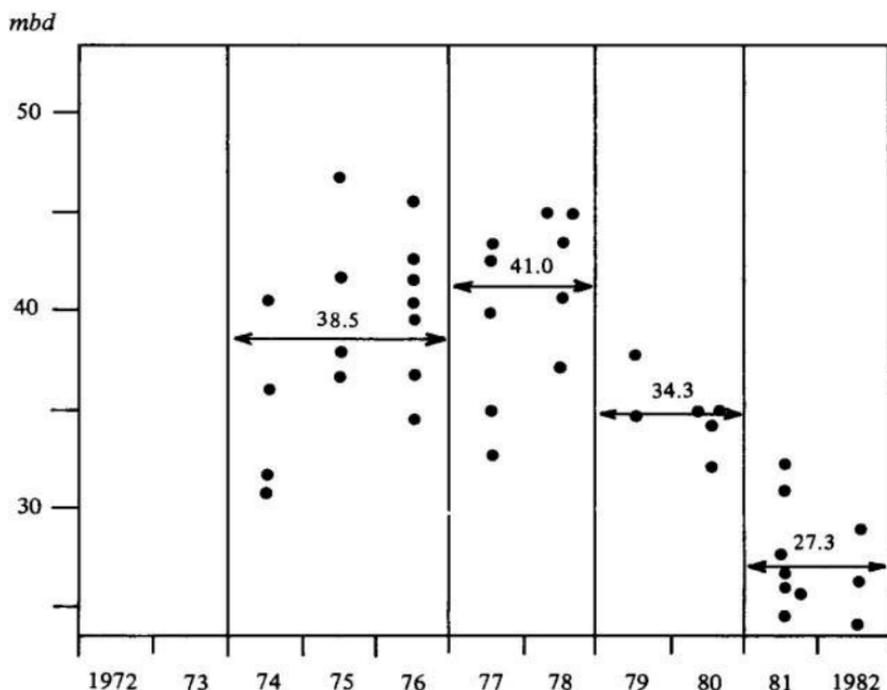
En su estudio, Brodman y Hamilton compararon la media de 26 proyecciones (realizadas de 1974 a 1978) de la demanda mundial del petróleo de la OPEP en 1985, con la suma (calculada con diversos métodos) de las estimaciones medias de los componentes de esa demanda, tal como se las preveía en otros 52 trabajos. Resulta interesante comprobar que la media de las estimaciones directas, 39.4 mbd, es exactamente igual a la suma de las estimaciones medias de los componentes de esa demanda, a pesar de las significativas variaciones internas de cada uno de los métodos de cálculo.

Se podría concluir que se trata de una casualidad estadística, o que las pruebas analíticas —por lo menos en los estudios elaborados de 1974 a 1978— indicaban que la previsión más probable para la demanda del petróleo de la OPEP era de 39.4 mbd, puesto que métodos de análisis muy distintos conducían al mismo resultado. Sin embargo, es posible que la coincidencia se deba a un fenómeno más sutil: los analistas tienden a tomar en cuenta el trabajo de sus colegas, y puede haber una presión intelectual para convalidar el método analítico empleado generando resultados que se mantengan en un entorno de la opinión prevaleciente. También hay cierta posibilidad de que una desviación estándar pequeña de las estimaciones obedezca al consenso de que ciertos supuestos de determinado estudio son particularmente acertados, en lugar de provenir de una evaluación independiente de cada componente de la oferta y la demanda.

Esta posibilidad parece más viable si se analizan por orden cronológico las estimaciones de esa demanda (véase la gráfica 9). La media de las estimaciones directas de la demanda mundial de petróleo de la OPEP en 1985, realizadas de 1974 a 1976, fue de 38.5 mbd (con una desviación estándar de 4.6 mbd). Frente a la estimación anterior a 1973 (51.6 mbd), las previsiones formuladas en 1974-1976 reflejan expectativas de un gran aumento del suministro de fuentes ajenas a la OPEP, un menor crecimiento

Gráfica 9

Proyecciones de la demanda mundial de petróleo de la OPEP en 1985



económico mundial y una respuesta de ahorro energético más intensa debida a los mayores precios del petróleo. La media de las estimaciones de 1977-1978 aumenta a 41.0 mbd (con una desviación estándar de 5.1 mbd, consecuencia fundamentalmente del desacuerdo acerca de las importaciones netas de petróleo asignadas a la URSS). Ese aumento parece deberse a menores expectativas respecto de la producción energética interna y a las escasas perspectivas de lograr a breve plazo la sustitución del petróleo por otras fuentes de energía.

Sin embargo, la media de las estimaciones calculadas en 1979-1980 baja a 34.3 mbd de petróleo demandado a la OPEP en 1985, lo cual significa una caída de 16% respecto de los estudios hechos en los dos años previos. En los trabajos realizados en 1981-1982 la media vuelve a caer abruptamente y llega a 27.3 mbd, es decir, 7.0 mbd menos. Como hemos señalado, la explicación de la caída de la demanda prevista en las proyecciones de

1979-1980 radica en el mayor ahorro energético estimulado por los aumentos de precio del petróleo y, sobre todo, en la suposición de que la experiencia de Irán con el gasto de sus ingresos petroleros, experiencia ruinosa y, vista retrospectivamente desastrosa, induciría a los miembros de la OPEP a definir con mayor precaución sus capacidades para absorber ingresos sin recalentar sus economías, en la medida necesaria para no desestabilizar el orden político y social vigente. Era creencia generalizada que tal re-evaluación llevaría a reducir considerablemente las metas de producción de crudo de varios países y que, en consecuencia, la producción de la OPEP no alcanzaría para satisfacer el crecimiento previsto de la demanda mundial de petróleo en los años ochenta. En efecto, en 1980 anunciaron la disminución de sus metas productivas Irán, Kuwait, Venezuela, Indonesia, Nigeria y Abu Dhabi.

No obstante, después de un año de rápida caída de los ingresos petroleros de la OPEP (resultado de la menor producción y el menor precio real del crudo), los países productores parecen no haber aprendido la lección de Irán, sobre todo este mismo país. Su gobierno posrevolucionario, por ejemplo, levantó discretamente el tope que había impuesto a su producción; hoy en día estaría dispuesto a extraer el máximo físicamente posible si pudiese encontrar compradores para toda su producción. Debe considerarse, además, que la eliminación del tope en Irán fue previo a la actual crisis financiera, y que significó un cambio fundamental con respecto a las anteriores políticas restrictivas de la producción. Como consecuencia de cambios similares en las políticas de otros países, las limitaciones auto-impuestas a la producción de la OPEP ya no se vislumbran como el determinante crucial del mercado en el futuro previsible.

En los estudios elaborados en 1981 y 1982, la revisión de las estimaciones parece obedecer sobre todo a factores vinculados no con la oferta sino con la demanda. Como hemos dicho, la deprimida situación de los mercados petroleros en los dos últimos años llevó a un número creciente de analistas a concluir que había tenido lugar un cambio estructural en el modo de consumir petróleo de la mayoría de los países industrializados. Se sostiene que éstos no sólo ahorran hoy en día más petróleo, sino que lo usan en menor cantidad para obtener determinada producción y que han optado por combinaciones de bienes y servicios menos intensivas en petróleo. Por último, se afirma que esos ajustes son profundos y ya irreversibles.

Las pruebas en apoyo de tales argumentos están lejos de ser concluyentes; la opinión actual bien puede resultar tan prematura y efímera como las que prevalecieron en cada uno de los cuatro ciclos anteriores. Que sólo falten dos años para llegar a 1985 agrega muy poco peso a los estudios más recientes.

Este punto no se plantea aquí para menospreciar a los analistas, sino simplemente para subrayar que el análisis de políticas energéticas es una actividad nueva, que se lleva a cabo en circunstancias sin precedentes y so-

bre una base de datos todavía insuficiente. Además, como se verá en detalle en la siguiente sección, las opiniones se dividen no sólo acerca de los factores subyacentes en los mercados actuales sino también con respecto a la futura disponibilidad del crudo de la OPEP. La oferta es una cuestión menos técnica y más sujeta a vaivenes políticos, lo cual la hace menos apta para la elaboración de modelos formales.

Sea cual fuere la razón, la única conclusión accesible parece que los mercados mundiales de petróleo se mantendrán, en el decenio de los ochenta, tan inciertos, volátiles y llenos de sorpresas como lo fueron en la década anterior, y que la prudencia aconseja, tanto a productores como a consumidores, tomar en cuenta toda la gama de posibilidades que encierra el futuro.

II. Los factores que afectan las futuras tendencias del mercado petrolero mundial

A. La demanda del petróleo de la OPEP en los años ochenta

Se ha tratado de explicar de diversas maneras la caída sin precedentes de la demanda del petróleo de la OPEP (de casi 40%) desde principios de 1980 a principios de 1982. Parte de la caída de la producción (de más de 10 mbd) se ha atribuido, por un lado, al mayor suministro de fuentes ajenas a la Organización (la producción total de crudo del "mundo libre" fuera de la OPEP aumentó 3.2% sólo en 1981, en tanto que la de la Organización disminuyó 16% en el mismo año).¹³ Por otro lado, también se la atribuye a la continua disminución de los inventarios de las empresas petroleras, que recurren a ellos ante la caída de los precios reales y las altas tasas de interés (el monto exacto de tal disminución es objeto de controversia, pero es probable que haya superado el millón de barriles diarios a fines de 1981). Por último, se habla de la menor intensidad del consumo energético y petrolero y de la recesión económica mundial.

Aunque los analistas tienen distintas opiniones (a veces muy distintas) acerca de la importancia relativa de cada uno de estos factores, la mayoría parece concordar en que no puede esperarse a corto plazo una recuperación significativa de la demanda en el futuro previsible, y seguramente no antes de 1985. Así, la media de las estimaciones formuladas en 1981-1982 sobre la demanda de petróleo de la OPEP en aquel año es de 27.3 mbd, con una desviación estándar de sólo 2.6 mbd, poco menos de 10% de la media.

Podría preguntarse cómo opiniones diferentes acerca de los factores que afectan la actual demanda deprimida pueden producir, de todos modos, proyecciones tan parecidas para 1985. ¿Será que las pruebas analíticas apoyan en verdad tales estimaciones? ¿O se tratará, una vez más, de la ten-

¹³ *Petroleum Intelligence Weekly*, 22 de febrero de 1982, p. 5.

dencia de los estudiosos a convalidar sus trabajos con resultados que se mantengan en un entorno de las estimaciones existentes? Por último, ¿no será probable que los analistas estén adoptando conclusiones de mediano y largo plazo a partir de las condiciones del mercado petrolero en el plazo corto?

Estas preguntas tienen una gran importancia si la comunidad de los analistas ha aceptado de forma generalizada una subestimación o sobrestimación de algún componente de la demanda. En realidad, así parece haber ocurrido: los análisis más recientes tienden a sobrestimar el efecto precio en la demanda posterior a 1979-1980 (es decir, los cambios en el consumo debidos a la modificación de los precios), y a subestimar el efecto ingreso (cambios en el consumo ocasionados por modificaciones del ingreso nacional).

En el corto plazo, la demanda de petróleo es relativamente insensible a los cambios de precio. El efecto cabal de los mayores precios sólo se hace evidente después de un lapso de diez a quince años (o más), a medida que los equipos que consumen petróleo son gradualmente remplazados, en un proceso que suele llamarse de ajuste y cambio estructural. Este proceso es, a un tiempo, gradual y en buena medida irreversible; hoy en día se sienten los efectos de los aumentos de 1973-1974, en tanto que los ajustes estructurales desencadenados por los aumentos de 1979-1980 sólo serán evidentes a fines del decenio. Por supuesto, los mayores precios han generado algún ahorro inmediato mediante la conservación (conducir a menor velocidad, bajar termostatos) y la sustitución de combustibles (en las industrias duales en materia de energía); empero, estos ahorros no sólo son pequeños sino también reversibles, cuando los precios reales vuelvan a bajar.

La mayor parte de las reducciones del consumo de crudo en el corto plazo desde 1980 no deben atribuirse al efecto precio, de corto o largo plazo sino a la alta elasticidad-ingreso de la demanda. En general, las industrias intensivas en petróleo y energía han sido las primeras en recibir los golpes de la continua recesión económica, y las más duramente golpeadas. Estos efectos del ingreso en la demanda tienden a operar de manera casi instantánea, pero también se revierten con facilidad. Cuando se recupere el crecimiento económico, quizá a fines de 1982, la consiguiente recuperación de la demanda de crudo será igualmente grande. La caída de los precios reales (que en los dos últimos años llegó, en algunos casos, a 30%) desencadenará una tasa de recuperación mucho más rápida de lo que se creía posible hace apenas algunos meses. Es importante señalar que la caída de los precios en una época de aumento del crecimiento económico implica que los efectos precio e ingreso operarán en un mismo sentido, en lugar de contraponerse. En 1976, por ejemplo, la combinación de una sólida recuperación económica con precios flojos del petróleo llevó a un aumento de la demanda del "mundo libre" de casi 7% con respecto al año anterior; esa demanda volvió a incrementarse 3% en cada uno de los dos años subsiguientes.

La OPEP es la fuente de crudo más afectada por esas variaciones cíclicas. En la práctica, cada país tiene su propia jerarquía de suministros ener-

géticos, de acuerdo con criterios tales como el costo, la facilidad de acceso y la seguridad del abastecimiento. Todas esas listas están encabezadas por la energía hidroeléctrica de producción nacional, seguida quizá por la energía nuclear, el gas natural, el carbón y el petróleo nacional. Cuando la demanda aumenta, los países se vuelven hacia las fuentes externas (sobre todo el petróleo) sólo cuando ya han aprovechado casi al máximo sus fuentes nacionales. Y aun en ese caso, suelen recurrir primero a proveedores que no integran la OPEP, como Canadá, México, la Gran Bretaña y Noruega (considerados socios comerciales más o menos confiables), antes de dirigirse a la Organización como un último recurso para satisfacer sus necesidades residuales. De la misma manera, cuando baja la demanda la OPEP es el primer proveedor que se abandona. Esta desempeña, así, un papel de abastecedor residual de energía para el resto del mundo. Un aumento (o disminución) de la demanda energética total tiene como resultado un aumento (o disminución) desproporcionadamente alto en la demanda del crudo de la Organización.

Este fenómeno puede compararse con el vaivén de un péndulo. En la parte superior están las fuentes energéticas preferidas; en la inferior están los combustibles importados de menor preferencia (por ejemplo, el petróleo de Libia); entre ambos se disponen, según la jerarquía, las otras fuentes. Cuando este péndulo de la demanda energética se mueve en un sentido, en respuesta a una disminución del crecimiento económico, el arco que recorren las fuentes ubicadas en la parte superior es significativamente más corto que el descrito por los combustibles que están más abajo. Es importante señalar que lo mismo ocurre con un movimiento del péndulo en el sentido opuesto.

Así, cuando la producción energética total del "mundo libre" cayó en unos pocos puntos porcentuales en 1981, la producción total de petróleo bajó alrededor de 8% y la de la OPEP 16%.

B. La inseguridad del suministro

La demanda del crudo de la OPEP se recuperará con rapidez cuando mejore la actividad económica mundial. Entonces, y especialmente cuando se haya eliminado el desequilibrio entre la demanda y la oferta disponible, los mercados petroleros volverán a ser muy vulnerables a interrupciones del suministro, aunque sean pequeñas y efímeras. La caída de los precios reales aumentará la probabilidad de tales interrupciones, con las consiguientes sacudidas de los precios. Si los ingresos petroleros de los países exportadores continúa disminuyendo, tendrán que recortar el gasto. Estos cortes, a su vez, ponen en peligro los esfuerzos por lograr el desarrollo, obligan a cancelar proyectos (enajenando así a determinados grupos de presión), reducen la disponibilidad de bienes importados, aumentan el desempleo y, en general, crean tensiones sociales, económicas y políticas como las que precedieron a

la Revolución iraní y, en verdad, contribuyeron a que ella ocurriera. Las tensiones no sólo amenazan la estabilidad interna de los países exportadores, sino que también podrían volverlos unos contra otros. La guerra entre Irán e Iraq ya demostró claramente que las instalaciones petroleras son muy vulnerables en los casos de conflicto abierto en la región.

La mayor parte del petróleo accesible y barato del mundo está geográficamente concentrado en una región asolada por la inestabilidad y la incertidumbre políticas, que sin duda se agravarán por la presión que origina la dependencia mundial respecto de su crudo. A pesar de ello, el grueso de los análisis desde 1973 no se concentra en los determinantes de la oferta de esta región ni en la seguridad de su suministro, sino en la demanda agregada y en las fuentes que no integran la OPEP, sin duda porque los principales factores que afectan al petróleo del Golfo Pérsico se prestan menos a la elaboración de modelos formales.

En la mayoría de los estudios analizados en este trabajo se reconoce el efecto potencial de las crisis de suministro en los precios del petróleo; no obstante, dada la obvia dificultad de prever con precisión el volumen, el alcance y la oportunidad de las futuras interrupciones, esos estudios simplemente suponen que durante el período proyectado no ocurrirán tales cierres de la oferta, por lo menos en el escenario básico o en los más probables. Esta manera de encarar el análisis oculta toda la gama de problemas y de oportunidades a la que se enfrenta el mercado mundial del petróleo, y hace más difícil el intento de resolverlos.

COMENTARISTAS

William Ascher

También yo he tratado de comparar previsiones, energéticas y de otros campos;* en tal carácter, centraré mis comentarios en un aspecto: hasta dónde podemos llegar en el análisis de la futura demanda de energía.

En primer lugar, quiero señalar un punto metodológico que se plantea en los estudios incluidos en el análisis de Mossavar-Rahmani: se trata de previsiones de lo que ocurriría, dados determinados supuestos, a consecuencia de las acciones de oferentes y demandantes de petróleo. Sin embargo, observemos lo que ocurre actualmente en los mercados de hidrocarburos: resulta imposible predecir el comportamiento del mercado. En otras palabras: en nuestros días, todo intento de predicción sólo puede emprenderse bajo el supuesto de que la situación actual no le importa a nadie.

En segundo término, debemos preguntarnos acerca del significado real del "consenso" cuando distintas previsiones, aparecidas en un mismo periodo, dicen lo mismo o casi lo mismo. En mi opinión, el consenso significa la difusión del conocimiento convencional. Mi experiencia me indica que, a medida que aumenta la comunicación entre los expertos, también son más los puntos de coincidencia en sus proyecciones. Esto es cierto no sólo en el caso de las previsiones energéticas, sino también en las económicas y en las de otro tipo. Vemos que a cada experto le resulta necesario observar el trabajo de los demás, sobre todo en un campo como el energético, en el que se han llevado a cabo tantos intentos de predicción. ¿Qué debemos deducir de las aparentes convergencias que muestra el estudio de Mossavar-Rahmani? La explicación de éstas no radica, necesariamente, en un consenso

* Véase William Ascher, *Forecasting-An Appraisal for Policy-Makers and Planners*, The Johns Hopkins University Press, Baltimore, 1978.

acerca de cómo funciona el sistema energético mundial, sino más bien en el hecho de que, a medida que se acercaba la fecha límite de 1985, nuestras previsiones iban incorporando una cantidad creciente de datos similares. Creo que es así como ha surgido un consenso sobre lo que ocurrirá en 1985. Sin embargo, como una previsión sobre esta fecha ya no es una proyección de largo plazo, sería muy interesante analizar si el mismo patrón de consenso se mantiene en las actuales proyecciones de plazo más largo.

Esto me lleva a mi tercera pregunta: al establecer como límite 1985, ¿ese lapso permite tomar en cuenta los efectos en la producción futura que tendrán los yacimientos de crudo y gas recién descubiertos, especialmente en los países de la OCDE? Si ello es así o, en otras palabras, si disponemos de tiempo suficiente para ajustar las estimaciones de la producción de crudo, podríamos aprender mucho sobre la importancia (o, más precisamente, sobre la falta de importancia) de la nueva exploración, la regulación y otros elementos de las políticas petroleras de la OCDE, y en especial de la de Estados Unidos.

Por último, quiero exhortar al autor de este trabajo a profundizar en la evolución de los métodos utilizados por los estudios que analiza. Específicamente, quisiera saber algo más sobre consideraciones de estrategia política; quisiera saber si quienes elaboraron las proyecciones toman en cuenta la repercusión económica de los cambios cíclicos en la situación de la oferta de energía. Por ejemplo, quisiera conocer más sobre la acumulación de inventarios en condiciones inflacionarias, y sobre los efectos de los cambios estructurales en el comportamiento del mercado. ¿Acaso los estudios recientes son similares a los elaborados con datos de 1973-1974, y a los formulados antes de esa fecha? Sería muy útil saber cómo han cambiado, en los últimos diez años, los modelos utilizados en las proyecciones y previsiones.

Alan S. Manne

Mossavar-Rahmani nos acaba de ofrecer una solemne advertencia acerca del destino que aguarda a quienquiera que publique, o confíe al papel, proyecciones numéricas de la oferta y demanda de energía. Los resultados que se publican se someten a un escrutinio muy generalizado; ninguno de nosotros se siente muy cómodo cuando sus opiniones se apartan mucho del consenso profesional del momento. Sin embargo, hay mucho que aprender de quienes están dispuestos a alejarse de tal consenso, sobre todo si podemos averiguar por qué adoptan esa posición.

En su ponencia, Mossavar-Rahmani hace hincapié, con razón, en la cantidad de datos que se manejan en cada previsión como una variable explicatoria. Sin embargo, aunque es una variable interesante, no es necesariamente la más pertinente si se piensa en una perspectiva algo más extendida; digamos, previsiones a 1990 ó 2000. Quien piense en invertir en planta y equipo nuevos, o en nuevas tecnologías, debe sin duda adoptar una perspectiva que se extienda a 1990 o 2000.

Espero que estas proyecciones de plazo más largo surjan de los seminarios de previsión energética, como éste en el que estamos participando, o el que se organizó en Stanford en diciembre de 1981 y otro que se planea ahí mismo para el verano de 1982.

En el seminario reciente de Stanford, debido al muy escaso tiempo de que dispusimos para prepararlo (tres meses), nos vimos limitados a trabajar, en buena medida, sólo con las previsiones existentes para Estados Unidos y otros países de la OCDE.* Además, en general estas predicciones eran

* Véase Alan S. Manne (ed.), *International Energy Workshop 1981, Summary Report* (mimeo.), Stanford University Institute for Energy Studies, Stanford, Calif., marzo de 1982.

proyecciones de "casos de referencia", no de casos de "desorganización o ruptura". Si bien había una amplia variedad de opiniones acerca de casos de referencia, comprobamos que resultaba todavía más difícil todo intento de lograr consenso sobre casos de ruptura. En el seminario de Stanford de diciembre de 1981, se pidió a los participantes información sobre el precio real del crudo importado, el PNB real, el consumo total de energía primaria, la producción nacional de crudo y las importaciones netas de petróleo. A partir de amargas experiencias anteriores, aprendimos que era necesario especificar que los líquidos del gas natural y los sintéticos debían combinarse con la producción nacional de petróleo, debido a que hay demasiadas definiciones de la extracción nacional de crudo. En total, analizamos y discutimos veintidós proyecciones de "casos de referencia" (doce para la región de la OCDE, ocho para Estados Unidos y dos para este país y Canadá, para 1990 y 2000).

En mi opinión, uno de los puntos más útiles que surgió inmediatamente de nuestro seminario fue el descubrimiento de la razón por la cual las proyecciones de la IIASA se apartaban tanto de lo que parecía el consenso entre las proyecciones del "caso de referencia". Resultó que las proyecciones de la IIASA se fundaban, en buena medida en las disponibilidades de recursos, y no tomaban en cuenta la posibilidad de producir ni las restricciones impuestas por las normas de protección ambiental en Estados Unidos o Canadá. Este descubrimiento nos dio, por lo menos, cierto grado de satisfacción profesional, al permitirnos comprender por qué diferían las proyecciones y por qué nos dicen tan poco sobre la magnitud de las importaciones probables de petróleo en Norteamérica en el año 2000. Sin embargo, creo que es importante analizar el grado de discrepancia entre las proyecciones.

Por un lado, las proyecciones de la IIASA tienden a indicar niveles muy bajos de importaciones de petróleo en Estados Unidos y Canadá. Por otro, la gama tan amplia de proyecciones refleja lo señalado en la ponencia de Mossavar-Rahmani: en las importaciones de petróleo se aprecia una variación mucho mayor que la que aparece en las proyecciones del consumo total de energía primaria en cada país. Al mismo tiempo, algunos académicos, como Fred Singer, adoptan sin titubeos una posición muy distinta al "consenso grupal" prevaleciente. Por ejemplo, él proyecta las importaciones de crudo de la OCDE en 1990 y 2000 en sólo 30% de su nivel de 1980. Su estimación puede ser o no correcta; lo que me interesa señalar es que tales proyecciones, cuando aparecen, incitan a pensar en la razón por la cual las cifras de importación de Singer, por ejemplo, difieren tanto de las de otros autores. La respuesta parece sencilla: las proyecciones dependen mucho de la metodología empleada, y quienes se dedican a la previsión energética no han discutido de manera adecuada el tema de las metodologías.

Algunos de los grupos que participaron en el seminario de Stanford tuvieron el valor necesario para presentar sus proyecciones de los precios del petróleo. También aquí surgió una variación tan grande como la aparecida

en las cifras de las importaciones de crudo de la OCDE. Quienes participan en esta reunión tienen la preciosa oportunidad de analizar en detalle la amplia gama de proyecciones formuladas en los diez últimos años y de tratar de descubrir por qué son tan diferentes. Uno de los motivos que más me impulsó a asistir a este seminario fue la oportunidad que me brindaba de hablar con Herman Franssen, de la Agencia Internacional para la Energía, y descubrir por qué las proyecciones de precios de la AIE, por lo menos en su escenario más reciente, eran tan bajas como parecen. Así, la AIE y Singer están en el extremo inferior de la gama de proyecciones de precios, en tanto que la Rand Corporation y Gately, de la Universidad de Nueva York, ocupan el extremo superior. Sería interesante saber qué variables, además de la fecha en que elaboraron sus estudios, llevaron a los autores a llegar a resultados tan diferentes entre sí.

Oystein Noreng

Comenzaré por formular una observación de carácter general: la previsión energética es un negocio que está en auge. Tenemos 150 estudios diferentes que han servido de materia prima para el trabajo de Mossavar-Rahmani; cada uno de ellos se ha tomado seriamente en todo el mundo; todos han sido escritos por gente seria. Con buen criterio, muchos otros estudios, no tan serios, fueron excluidos de este trabajo. Nadie hubiera pensado, hace diez años, que hoy estaríamos aquí analizando tantas previsiones diferentes y demostrando que la comparación de pronósticos surge como una nueva disciplina.

El segundo punto, sobre el cual volveremos más adelante, es algo más delicado: la previsión energética es un negocio sumamente riesgoso. ¿Cuántos, de los 150 pronósticos, han resultado acertados? En verdad, muy pocos. En la actualidad estamos viviendo el proceso de comprender realmente la incertidumbre de la actividad predictiva, por lo cual empezamos a construir nuestros pronósticos con una conciencia de la incertidumbre en el nivel operativo. Esto se convierte cada vez más en un problema de teoría y filosofía de la ciencia, y cada vez menos en una cuestión de política diaria. Vemos, también, que el análisis energético es una disciplina o profesión nueva. Todavía sabemos muy poco acerca de la confiabilidad de los datos básicos. Podríamos preguntarnos, por ejemplo, quién de los participantes en este seminario sabe con exactitud cuánto petróleo está saliendo en verdad de cada país de la OPEP hoy en día; quién puede informarnos, con exactitud, el monto real que se ha extraído de los inventarios en los últimos doce o dieciocho meses. Pienso que ninguno de nosotros tiene acceso a datos sólidos y totalmente confiables; por consiguiente, nos enfrentamos a problemas muy graves en un nivel práctico muy pragmático.

Mi tercer punto consiste en lo siguiente: aunque el horizonte temporal de los pronósticos es muy cercano, incluso 1985 se ha percibido de maneras muy distintas a lo largo del tiempo. Por ejemplo, no hace mucho la Agencia Internacional para la Energía percibía a ese año como una época de desastre, en el sentido de que la demanda de los países de la OCDE superaría al suministro de la OPEP. Aunque no hemos alcanzado todavía ese día del Juicio Final, ya estamos en el periodo posterior al Juicio. Quizá fuese interesante comparar previsiones de largo plazo; puesto que las de plazo corto están deformadas por tantos acontecimientos, es necesario estudiar con cuidado los procesos y pronósticos de plazo más largo.

Todo lo anterior implica que debemos ser más selectivos al analizar los distintos pronósticos, en lugar de considerarlos todos de igual interés. La selección es, sin duda, muy difícil y delicada. Hay también una nueva dimensión de los mecanismos de decisión, que proviene de los cambios estructurales del mercado petrolero. Se trata de un mercado sumamente político, sobre todo en el lado de la oferta pero también, hasta cierto punto, en el de la demanda.

Vemos, por ejemplo, que los distintos países manejan de modos muy diferentes la transición del petróleo a otras fuentes energéticas. Algunos manejan muy bien la cuestión de la conservación y el ahorro energéticos, en tanto que otros no han avanzado nada en ese sentido. Incluso hay un país que ha logrado aumentar su consumo energético con un crecimiento económico negativo. Reitero que las cifras, por sí mismas, no nos dicen gran cosa acerca de estas distintas experiencias. Hay que analizar mucho más de cerca lo que en verdad está pasando y qué decisiones y riesgos se están asumiendo. En los pronósticos se habla muy poco de la conversión. Esta falla de los estudios analizados por Mossavar-Rahmani nos indica que apenas estamos en los comienzos del proceso de aprendizaje.

Creo, además, que hay algunos puntos de la ponencia de Mossavar-Rahmani que deberían corregirse. En particular, me refiero a los pasajes en que habla de los efectos de las fluctuaciones de las divisas en los precios del petróleo. En algunos países europeos cuyas monedas han caído con respecto al dólar, el precio del petróleo disminuyó, en verdad, muy poco. Los ejemplos más obvios de estabilidad del precio del crudo durante el último año, más o menos, son Francia, Bélgica, Dinamarca y Suecia. Hablar de la actual caída de los precios refleja cierto etnocentrismo en los pronósticos. Implícitamente, lo que se analiza es la situación en Estados Unidos, o la mundial vista desde ese país por analistas muy vinculados a él.

Por último, la cuestión clave: ¿qué pronósticos acertaron y cuáles resultaron erróneos? Han pasado casi diez años de la primera sacudida de los precios del petróleo. Inmediatamente después de la crisis petrolera de 1973-1974 se presentó un gran número de pronósticos. Sería interesante revisar muchas previsiones de ese periodo para comprobar quién acertó y quién se equivocó. Habría que emprender ese ejercicio tanto con respecto a los re-

sultados como a los supuestos, puesto que no es infrecuente acertar a partir de supuestos erróneos.

Con respecto a las tendencias de los pronósticos anteriores, mi conclusión, muy general, es que probablemente hay "menos de todo" en los mercados petroleros internacionales, lo cual se demuestra muy bien en la ponencia de Mossavar-Rahmani. Los analistas creen que tenemos mucho menos oferta y mucho menos demanda de lo que antes se creía. La gran falla de los pronósticos radica en que no tratan el comportamiento de los precios, que son la variable fundamental, y ésta es la razón de que estamos participando en este seminario. Los precios son la clave de todo el asunto. Cuando decimos que, en última instancia, los pronósticos son, en parte, acumulativos, ello demuestra la experiencia que hemos obtenido al analizar el mercado para observar qué ha ocurrido ahí. Sin embargo, muchas de nuestras previsiones resultaron erróneas a causa de supuestos que la práctica no confirmó. Por ejemplo, creíamos que las importaciones de petróleo de la OCDE aumentarían en un periodo de precios reales del crudo estancados o en disminución. En otros lapsos hemos creído lo contrario, lo cual demuestra hasta dónde los pronósticos están condicionados por la perspectiva del momento en el que se elaboran. Todo esto nos enfrenta a una duda muy grave: ¿debemos tomar en serio las previsiones más recientes, o más bien convendría retroceder a las formuladas hace cinco años? La respuesta es muy complicada, porque los pronósticos más recientes tienden a referirse a las últimas experiencias y a sobrestimar la importancia de los acontecimientos más cercanos, muy inesperados por cierto. La mayoría de los presentes no hubiera imaginado, hace sólo cinco o seis años, que en 1979-80 nos esperaba un aumento de los precios. En términos del mercado convencional, hoy sabemos que la oferta es menos sensible que la demanda a los cambios de precios. En condiciones de oferta limitada, la respuesta de la demanda ante los aumentos de precios es muy rápida, y da como resultado medidas de ahorro y conservación y la transición de los hidrocarburos a otras fuentes de energía primaria. Puesto que nuestro interés en los pronósticos anteriores radica en comprender mejor cuál será el futuro después de 1985, todo esto nos lleva, una vez más, a la cuestión crucial: ¿cuál será el futuro del petróleo?

Yo concluiría que el petróleo seguirá siendo muy importante como fuente de energía para la economía mundial durante mucho más tiempo de lo que cree la mayoría de la gente. Será una mercancía mucho más difícil de manejar internacionalmente. Creo firmemente en una teoría cíclica de la oferta y demanda del crudo, tal como se presenta en mi propia ponencia. Pienso que los pronósticos más recientes indican con claridad que estamos ante una situación básica de negociación entre los países de la OPEP y los de la OCDE, y que algunos acontecimientos actuales están a punto de modificar la débil posición de la OPEP y de llevar hacia un nuevo tramo ascendente del ciclo.

II

PERSPECTIVAS DE LOS MERCADOS MUNDIALES DE HIDROCARBUROS PARA LOS AÑOS OCHENTA

LA PERSPECTIVA PETROLERA MUNDIAL HASTA EL AÑO 2000

Herman T. Franssen

La situación energética actual sigue siendo de gran incertidumbre, tanto en general como con respecto a las políticas de los países industrializados.

De 1979 a 1981 el consumo de petróleo de los países de la OCDE ha disminuido drásticamente; aparentemente, sigue cayendo hoy en día, aunque a una tasa mucho menor. Aunque es muy difícil obtener datos sobre la demanda petrolera del mundo en desarrollo, hoy parece que, en conjunto, se mantuvo virtualmente estable en 1980 (con respecto al año anterior) y que en 1981 sólo creció 2%. Se estima que en el año en curso volverá a aumentar apenas de 1.5 a 2 por ciento.

Todavía no está clara la importancia relativa de los muchos factores que han contribuido a esta declinación del consumo de petróleo. En los países industrializados, los precios más altos y las políticas nacionales fueron muy importantes para promover cambios estructurales. No obstante, en la disminución del consumo también influyeron el bajo crecimiento económico y los movimientos cíclicos de las existencias. No está claro cuánto contribuyeron cada uno de esos cambios, los estructurales y los cíclicos, a la caída del consumo desde 1979.

En los países en desarrollo, el crecimiento más lento de la demanda de crudo se debe, probablemente, a la combinación de una actividad económica reducida con problemas de financiamiento de la balanza de pagos en los que no producen petróleo. Si bien es posible que estos países logren mejorar algo su eficiencia energética, el crecimiento de la demanda de petróleo y de energía sigue vinculado muy estrechamente con el comportamiento económico general.

Los efectos económicos de las dos primeras sacudidas de los precios del petróleo

En el último decenio la energía dejó una marca profunda en la economía mundial. Todo indica que seguirá teniendo una influencia importante en la potencialidad y las perspectivas de esa economía.

La era posterior a 1973 estuvo marcada por los ajustes para adaptarse al mayor costo de la energía. En el cuadro 1 se muestra la sólida y persistente relación entre los mayores precios del petróleo y la energía y la inflación, el crecimiento y el desempleo. En verdad, el "costo" real de la crisis petrolera puede medirse en términos del crecimiento perdido y del aumento de la inflación y el desempleo.

Después de la primera sacudida de los precios del crudo, en 1973-1974 las persistentes tasas altas de inflación, junto con grandes déficit en cuenta corriente en muchos países, limitaron gravemente las opciones de política económica. Los países de la OCDE y los organismos internacionales reconocieron la necesidad de una acción coordinada y concertada para poner en práctica políticas que permitieran la adaptación a los mayores precios del petróleo. A mediados de 1978 comenzaba a dar sus frutos un enfoque coordinado del crecimiento renovado y equilibrado. Aunque se reconocía que la restructuración habría de continuar si se querían superar las limitaciones que la energía imponía al crecimiento económico, en general se aceptaba que había tiempo suficiente para lograr los ajustes necesarios antes de que se presentaran nuevos periodos de escasez en los años ochenta.

Los acontecimientos de 1979 trastornaron por completo tal previsión. En 1981 los precios del crudo habían aumentado 160% (en términos nominales) con respecto a su nivel de 1978. Los aumentos de 1973 se habían impuesto a una economía que ya comenzaba a disminuir su ritmo, después de un auge fuerte y sincronizado con niveles récord de utilización de la capacidad instalada; en cambio, los aumentos de 1979 ocurrieron en un momento en que la actividad económica de los países de la OCDE pasaba por un periodo de crecimiento relativamente modesto y de baja utilización de la capacidad. El auge económico sincronizado de 1972-1973, sin precedentes, había conducido a un aumento del precio de las mercancías inmediatamente antes de la sacudida del precio del crudo. En contraste, los precios de las mercancías en 1978 no habían crecido tanto, y los costos unitarios de la mano de obra parecían crecer con más lentitud. *Por consiguiente, varios factores ajenos a la energía contribuyeron al retraso económico de 1974-1975, en tanto que la grave recesión de la actividad económica de los países de la OCDE en 1980-1981 puede atribuirse, en muy gran medida, a los efectos directos e indirectos de la segunda sacudida de los precios del crudo.*

El crecimiento del PIB real cayó, en 1980-1981, a alrededor de 1% anual, algo así como 2.5 puntos porcentuales menos que la tasa de 3.6% de 1977-

Cuadro 1
OCDE: Precio de la energía e indicadores económicos

	% de variación del precio real CIF del crudo ¹	% de variación del precio real de la energía al consumidor ²	% de variación de los precios al consumidor	% de variación del PIB real	Desocupación (millones)
1960-1973	1.0	0.6	3.9	5.0	*
Promedios anuales					
1973	3.2	-0.6	7.8	6.3	11.3
1974	166.1	25.9	13.5	0.6	12.2
1975	- 4.2	6.9	11.3	-0.5	17.4
1976	- 1.0	5.4	8.6	5.3	18.5
1977	- 1.0	5.5	8.9	3.7	18.3
1978	- 6.3	-2.0	7.9	3.9	18.7
1979	27.6	11.3	9.8	3.3	18.9
1980	55.3	15.9	12.9	1.2	21.4
1981 ^e	2.4	5.2	10.8	1.1	25.0
1982 ^e	-	-	9.6	0.3	28.5

^e Estimaciones.

¹ Costo del crudo para los siete países principales de la OCDE corregido por el deflactor del PIB de la misma Organización.

² Promedio ponderado de los precios de combustibles en los siete países principales de la OCDE. Los precios de la energía doméstica y de la gasolina se deflactaron con el índice de precios al consumidor, y los de la energía industrial en el índice de precios de mayoreo.

³ No se dispone de datos para todo el periodo 1960-1973, pero la *tasza* de desempleo en los quince principales países de la OCDE para 1965-1973 fue de alrededor de 3%, frente al 8% actual.

1979, y aún no se conocen todos los efectos de la segunda sacudida en la inflación, la producción y la productividad. No obstante, simulaciones realizadas con modelos macroeconómicos vinculados con la OCDE señalan que, en 1980 y 1981, el PIB se redujo de manera significativa debido al deterioro de los términos de intercambio con los países de la OPEP, al consiguiente debilitamiento de la demanda agregada y a la aplicación de políticas económicas restrictivas en los países de la OCDE. La pérdida acumulativa de ingreso real hacia los países de la OPEP debida al deterioro de los términos de intercambio llegó a alrededor de 2% del PIB en 1980 y otro tanto en 1981. La pérdida del PIB ocasionada por la disminución de la demanda agregada en la OCDE parece superior a 3% en 1980 y de 4% en 1981, con respecto a los niveles que de otra manera se hubieran alcanzado. Además, la restricción inducida en las políticas monetarias y fiscales, como reacción al impulso inflacionario provocado por el petróleo, fue causa de una reducción adicional de la demanda. Se estima que la pérdida total combinada (de la producción, de los términos de intercambio y generada por políticas) fue de alrededor de 5% del PIB de la OCDE en 1980 y de casi 8% en 1981. *La pérdida total de ingreso real de la OCDE, proveniente en buena medida de los mayores precios del petróleo en 1979-1980, puede estimarse en más de un billón (10^{12}) de dólares corrientes en 1980 y 1981.*

La magnitud de estos efectos es tan enorme que es imperativo elaborar en la medida posible, políticas económicas y energéticas para evitar nuevas sacudidas del precio del crudo.

El efecto en la demanda de los mayores precios de la energía

Para los países de la OCDE, el costo del petróleo importado aumentó de unos 3.80 dólares por barril en 1973 a 11.35 en 1974 y 36.68 dólares en 1981. En términos nominales, ese formidable aumento se traduce, en todo el período, en un incremento promedio anual de 32.7%. Los mayores precios se trasladaron rápidamente a los consumidores, en particular a los industriales. A su vez, estos elevados costos dieron como resultado mayores precios de otros combustibles no petroleros. En comparación con otros consumidores, los conductores de vehículos resultaron relativamente aislados de estos grandes aumentos: en el mismo periodo, el precio real de la gasolina sólo aumentó 6% anual, frente al 15% de aumento sufrido por los productos del petróleo para los sectores comercial y doméstico. En el sector industrial, los precios del gas natural aumentaron casi en la misma proporción que los del crudo, pero no tanto en los sectores comercial y doméstico. También los precios del carbón aumentaron rápidamente, casi dos tercios de lo que subió el petróleo. En general, los precios de la electricidad fueron los que menos reaccionaron ante los aumentos petroleros.

Los precios más altos, aunados a las políticas públicas de ahorro energético y a los cambios estructurales, hicieron disminuir la intensidad energética

Cuadro 2

Precios reales de la energía al consumidor final y "eficacia de los precios"

	% de variación de los precios reales de la energía ^a			"Eficacia del precio" ^b		
	1973- 1976	1978- 1981 ^c	1973 1981 ^c	1973 1976	1978 1981 ^c	1973 1981 ^c
Estados Unidos	27.2	35.7	76.7	0.10	0.25	0.18
Japón	79.6	76.7	176.1	0.00	0.18	0.11
Alemania	17.1	34.7	52.0	0.26	0.18	0.27
Francia	23.2	20.2	53.2	0.44	0.09	0.21
Reino Unido	16.0	19.3	32.0	0.61	0.20	0.47
Italia	77.4	34.5	134.9	0.04	0.13	0.08
Canadá	13.2	27.7	55.9	0.39	0.13	0.17
Total (los 7 países)	32.7	37.7	82.4	0.11	0.21	0.17

^aComponente energético de los índices de precios al consumidor y de mayoreo, dividido por el índice total excluida la energía. Los precios relativos de la energía en la parte de mayoreo se ponderaron con la participación de la industria en la demanda energética final.

^bVariación del valor absoluto de la intensidad de la energía primaria dividida por la variación en el valor absoluto de los precios reales de la energía al consumidor final.

^c Estimación.

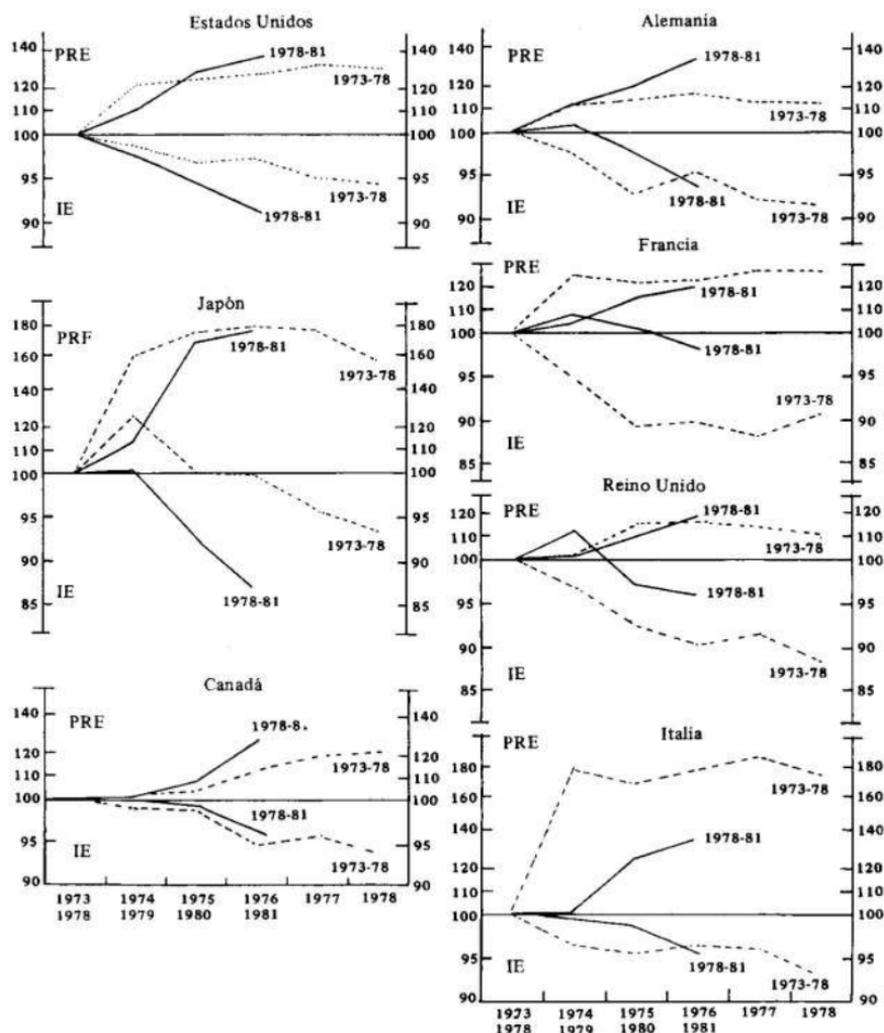
de la producción en 14% de 1973 a 1981. La mayor parte de esta caída ocurrió de 1978 a 1981, y aún no llega a su fin. Hay significativas diferencias regionales en el seno de la OCDE (véase el cuadro 3).

En el caso del petróleo, la disparidad del comportamiento en ambos periodos es aún más notable: la intensidad petrolera de la producción (el índice de la demanda de petróleo primario dividido por el índice del PIB real) disminuyó 3% en 1973-1976, pero cayó 23% en 1978-1981. Así, se ha duplicado la velocidad con que se redujo el consumo energético en los procesos productivos, pero la velocidad de sustitución del petróleo por otros combustibles se multiplicó por ocho en los últimos años. Esto se debe a diversos factores, algunos de los cuales son:

- un aumento moderadamente mayor de los precios reales de la energía para los consumidores finales, junto con la persistencia de la brecha en la respuesta a los aumentos de 1974;
- una respuesta acumulativa a las otras medidas adoptadas a partir de 1974 (y después reforzadas) para promover la limitación de la demanda de energía, en especial la de petróleo;
- un cambio aparente de las expectativas, según el cual se espera que los precios de la energía y del petróleo se mantengan elevados durante un tiempo considerable.

Gráfica 1

Precios reales de la energía¹ e intensidad energética²



1 Componente energético de los índices de precios al consumidor y de mayorero dividido por los índices totales excluida la energía (escala semilogarítmica).

2 Índice de la demanda primaria de energía dividido por el índice del PIB real (escala aritmética).

Fuente: OCDE.

Cuadro 3
Intensidad del petróleo y de la energía en dos períodos
de ajuste (variaciones porcentuales)

	<i>Intensidad energética</i>			<i>Intensidad petrolera</i>		
	1973- 1976	1978- 1981 ^c	1973- 1981 ^c	1973- 1976	1978- 1981 ^c	1973- 1981 ^c
Estados Unidos	- 2.7	- 8.8	-14.0	2.7	-25.2	-23.8
Japón	- 0.3	-13.5	-19.1	- 9.7	-25.6	-36.4
Alemania	- 4.4	- 6.3	-14.1	- 7.8	-28.0	-37.5
Francia	-10.3	- 1.7	-11.0	-14.9	-14.8	-31.5
Reino Unido	- 9.7	- 3.9	-15.1	-19.3	-21.1	-37.5
Italia	- 3.4	- 4.3	-11.0	-10.5	- 7.8	-21.7
Canadá	- 5.1	- 3.6	- 9.3	- 6.6	-12.1	-20.9
Total (los 7 países)	- 3.7	- 7.9	-14.0	- 3.2	-23.4	-27.6

^a Índice de la demanda de energía primaria dividido por el índice del PIB real.

^b Índice de la demanda primaria de crudo dividido por el índice del PIB real.

^c Estimación.

Fuente: Balances energéticos de la OCDE.

El desplazamiento acelerado del petróleo ha sido más rápido en Estados Unidos y en Japón, y fue inferior al promedio en Alemania e Italia (véase la gráfica 1). En cambio, la caída de la intensidad energética de la producción disminuyó en Francia, el Reino Unido y Canadá, al tiempo que se aceleraba la sustitución del petróleo por otras fuentes. En Francia, la menor caída de la intensidad energética en 1978-1981 se asoció con aumentos más pequeños del precio real de la energía y con un rápido desplazamiento hacia la energía nuclear. En el Reino Unido, el mismo hecho reflejó la combinación de un PIB decreciente con una elasticidad-ingreso aparentemente muy inferior a la unidad.

Para todo el período 1973-1981, los datos indican que la caída más aguda de la intensidad energética de la producción (y con mucho) fue la de Japón, 19%, debida sobre todo a los grandes aumentos del precio real de la energía para los consumidores finales (véase el cuadro 2).

La caída de la intensidad petrolera de la producción en todo el período varió de 32 a 38 por ciento (Japón, Alemania, Francia y el Reino Unido), con reducciones considerablemente menores en Estados Unidos, Canadá e Italia. En los dos primeros países, ello es consecuencia, en buena medida, de las políticas de fijación de precios del petróleo.

La combinación de combustibles, 1973-1980; la experiencia de la AIE

De 1973 a 1980, la demanda total de energía primaria en los países miem-

bros de la AIE aumentó 5.4%, o 179 millones de toneladas de petróleo equivalente (Mtpe). En cambio, su demanda de petróleo cayó 2.5%, o 43 Mtpe. El aumento total de 222 Mtpe de energía no petrolera fue suministrado por la nuclear (39%), combustibles sólidos (35%), gas (13%) e hidroeléctrica, geotérmica y de otras fuentes (14%). A pesar del retraso o la disminución de muchos programas nucleares en los países miembros a fines del decenio de los setenta, la energía nuclear ha sido la fuente más importante del suministro adicional. En los cuadros 4 y 5 se aprecia la evolución de las necesidades totales de energía primaria de 1973 a 1980.

Estas tendencias generales se reflejan, en su mayoría, en cada uno de los sectores consumidores de energía. El consumo total del sector residencial-otros fue, en 1980, prácticamente el mismo que en 1973. El consumo industrial total de 1980 fue alrededor de 5% inferior al de 1973. De 1979 a 1980, el consumo de petróleo disminuyó significativamente en todos los sectores, y hoy es menor que en 1973 en todos ellos excepto transporte. Por región, el cuadro se modifica considerablemente. En América del Norte, las mayores necesidades de energía primaria total (EPT) se abastecieron sobre todo con carbón y energía nuclear. El consumo de petróleo aumentó algo y el de gas disminuyó. En Europa, el consumo de petróleo disminuyó mucho de 1973 a 1980, a una tasa anual promedio de 1.3%. Esa caída fue más que compensada por el gran aumento del consumo de gas natural y por la creciente generación nuclear. En esta región, el incremento de la generación hidroeléctrica y de carbón fue mucho menos significativa. En el Pacífico, el consumo de petróleo cayó a una tasa media anual de 0.5% en el mismo período. El gas y los combustibles nucleares fueron las fuentes más importantes para contrarrestar la disminución del petróleo y permitir el mayor crecimiento de la EPT entre todas las regiones consideradas, con un promedio anual de 1.7% en el período. El carbón, la hidroelectricidad y otras fuentes sólo tuvieron un papel secundario.

Las implicaciones para el futuro

Los juicios acerca de la futura demanda de energía y petróleo han estado sujetos (y lo siguen estando) a grandes fluctuaciones. Aun cuando los precios del crudo no han variado mucho en términos nominales desde fines de 1980 (y en realidad disminuyeron, en dólares reales, en 1981), las perspectivas energéticas de corto y de largo plazos se han modificado de modo sustancial durante el año pasado.

Las previsiones energéticas de largo plazo siempre sufrieron la influencia de los acontecimientos del pasado más reciente. Ello ocurrió en el decenio de los setenta y vuelve a ocurrir a comienzos de los ochenta.

Cuando se descubrieron las vastas reservas petroleras del Medio Oriente y el Norte de África en las décadas de los cincuenta y sesenta, los pronósti-

Cuadro 4

Necesidades energéticas de los países miembros de la Agencia Internacional para la Energía (millones de toneladas de p.e.)

	1973	1979	1980
<i>AIE</i>			
Energía primaria total	3335.1	3621.1	3514.0
Petróleo	1713.4	1813.8	1670.3
Combustibles sólidos	690.9	730.7	767.7
Gas	683.4	719.4	712.3
Nuclear	42.7	123.3	128.8
Hidro y otras	204.7	234.3	235.0
<i>AIE América del Norte</i>			
EPT	1945.9	2097.2	2037.7
Petróleo	860.3	953.7	874.3
Combustibles sólidos	375.1	409.7	431.2
Gas	565.5	532.4	526.2
Nuclear	26.0	73.7	74.3
Hidro y otras	119.0	127.7	131.7
<i>AIE Europa</i>			
EPT	980.8	1059.1	1016.6
Petróleo	567.2	559.1	519.5
Combustibles sólidos	229.4	231.9	235.7
Gas	108.8	160.0	155.9
Nuclear	14.4	32.4	34.3
Hidro y otras	61.0	75.7	71.2
<i>AIE Pacífico</i>			
EPT	408.4	464.8	459.8
Petróleo	285.9	301.0	276.5
Combustibles sólidos	86.4	89.1	100.8
Gas	9.1	27.1	30.3
Nuclear	2.4	17.3	20.2
Hidro y otras	24.7	30.3	31.9

Fuentes: Balances energéticos de la OCDE y datos proporcionados por los países.

cos energéticos esperaban una demanda siempre creciente a lo largo del tiempo con precios estables. En esa época, el principal problema de la competitiva industria petrolera internacional consistía en impedir la caída de los precios. Los informes oficiales del gobierno de Estados Unidos indicaban una enorme potencialidad del petróleo y el gas convencionales en los 48 estados continentales de la Unión (excluida Alaska), lo que llevó a los elaboradores de pronósticos a proyectar un crecimiento continuo de la producción estadounidense de ambos energéticos a una fracción de los precios actuales. Por cierto, se habían agregado enormes reservas de gas natural a las conocidas, primero en Estados Unidos en los decenios de los cuarenta y cincuenta, después en Europa (Groningen en 1959 y el sur del Mar del Norte a mediados de los años sesenta). Estos descubrimientos se sumaron a las ya enormes reservas mundiales de petróleo para mantener reprimidos los precios de la energía. En Europa Occidental (continental) y en Japón el carbón fue gradualmente desplazado, al no poder competir con el petróleo y el gas baratos, y en Estados Unidos sólo resultaba competitivo en el sector eléctrico. Con el desarrollo de los primeros reactores nucleares comerciales, a fines de los cincuenta y comienzos de los sesenta, se sumó al arsenal de energías baratas una nueva y promisoría fuente (“demasiado barata para que valiese la pena instalar medidores”)

Y entonces tuvo lugar la primera sacudida del precio del petróleo, en 1973-1974; el optimismo de los años sesenta y principios de los setenta con respecto a la futura disponibilidad energética y a las posibilidades del crecimiento económico se convirtió en pesimismo. El movimiento ecologista de la década anterior ya había generado ciertas dudas acerca de los límites del desarrollo tecnológico; la sacudida petrolera agravó mucho la visión pesimista del futuro de Occidente. Esa sacudida reforzó el sentimiento de que el hombre ya no tenía el dominio pleno de su destino. Después del deprimente comportamiento de la economía de la OCDE de 1975 a 1977, los países industriales gozaron de un corto lapso de estabilidad (1977-1979), y recuperaron algunas esperanzas sobre el futuro de sus economías. Se esperaba que los aumentos del precio del crudo y los esfuerzos gubernamentales por estimular la producción y el ahorro de energía resolverían gradualmente, los problemas energéticos subsistentes. Muchos estudios importantes elaborados en Estados Unidos (por ejemplo, el “Proyecto Independencia”, de 1974) preveían que la OCDE habría superado la mayoría de sus problemas de importación de petróleo a mediados del decenio de los ochenta; entre quienes se dedicaban a los pronósticos energéticos, se creía de manera más o menos general (en una fecha tan cercana como 1978) que, con una tasa sostenida de crecimiento del PIB en la OCDE de alrededor de 4% anual, los precios del crudo, entonces de unos 12 dólares el barril, se mantendrían estables —en términos reales— cuando menos hasta 1985, y que después sólo aumentarían de modo paulatino.

La Revolución iraní hizo añicos tales expectativas; los precios del crudo

Cuadro 5

El consumo de combustibles no petroleros (mtpe)

<i>Total AIE</i>	<i>1973-80</i>
Aumento de las necesidades que se absorbió así: ¹	178.9
Petróleo	-43.1 (-24)
Combustibles sólidos	76.8 (43)
Gas	28.9 (16)
Nuclear	86.1 (48)
Hidro y otras	30.3 (17)
<i>AIE América del Norte</i>	
Aumento de las necesidades que se absorbió así: ¹	91.8
Petróleo	14.0 (15)
Combustibles sólidos	56.1 (61)
Gas	-39.3 (-43)
Nuclear	48.3 (53)
Hidro y otras	12.7 (14)
<i>AIE Europa</i>	
Aumento de las necesidades que se absorbió así: ¹	35.8
Petróleo	-47.7 (-133)
Combustibles sólidos	6.3 (17)
Gas	47.1 (132)
Nuclear	19.9 (56)
Hidro y otras	10.2 (28)
<i>AIE Pacífico</i>	
Aumento de las necesidades que se absorbió así: ¹	51.4
Petróleo	-9.4 (-18)
Combustibles sólidos	14.4 (28)
Gas	21.2 (41)
Nuclear	17.8 (35)
Hidro y otras	7.4 (14)

Nota: Algunas columnas pueden no sumar debido al redondeo.

¹ El porcentaje de variación de la EPT se indica entre paréntesis.

Fuentes: Balances energéticos de la OCDE y datos proporcionados por los países.

volvieron a triplicarse de 1979 a 1981, y la economía mundial entró en una recesión larga y profunda.

Hoy, sólo dos años después del pánico de 1979-1980, somos testigos de un gran excedente mundial de petróleo, ocasionado por una combinación de factores cíclicos y estructurales; en los círculos industriales se piensa que la demanda mundial de crudo no volverá a alcanzar su nivel de 1979-1980 hasta dentro de diez años, por lo menos. ¿No ocurrirá, sin embargo, que los acontecimientos económicos y energéticos de los últimos años estén influyendo demasiado nuestras previsiones de largo plazo acerca del crecimiento económico y del consumo de petróleo y energía? En el pasado, los fenómenos de corto plazo han pesado de manera excesiva en las proyecciones. En los años sesenta los pronósticos subestimaron de manera permanente la demanda petrolera mundial, y en los años setenta la sobrestimaron con la misma congruencia. La ola reciente de cancelaciones de grandes proyectos energéticos no petroleros podría dar como resultado un aumento significativo de la demanda de crudo hacia fines del decenio actual. Es muy posible que la deprimida situación del mercado en el corto plazo influya en las previsiones de plazo más largo.

Las perspectivas del petróleo y la energía en el mundo seguirán oscurecidas por la incertidumbre respecto del posible crecimiento económico, de las elasticidades de la demanda en el largo plazo, de los precios del crudo y de acontecimientos socio-políticos.

Las variables más importantes que afectan la demanda energética tanto en el corto como en el largo plazos son el crecimiento económico y el efecto de los precios de la energía en la demanda. En el corto plazo, un aumento o una disminución de 0.5% en el crecimiento económico de la OCDE no haría variar la demanda, probablemente, más que en unos pocos cientos de miles de barriles diarios. Empero, en un lapso de diez años, una variación de 0.5% anual en el crecimiento económico resultaría en un cambio del mismo sentido en la demanda de unos 10 millones de barriles diarios de petróleo equivalente.

Los economistas especializados en cuestiones energéticas discrepan sobremanera acerca de la elasticidad-precio de largo plazo; no obstante, los efectos de pequeños cambios en la elasticidad-precio serían, en un plazo largo, del mismo orden de magnitud que las modificaciones causadas por cambios pequeños en el crecimiento del producto interno bruto.

En cuanto a la oferta, hay incertidumbres (relativamente no muy significativas) acerca del futuro del carbón, la energía nuclear, las fuentes renovables, los combustibles sintéticos e incluso la producción convencional de petróleo y gas. Sólo en Estados Unidos, las proyecciones de las empresas petroleras presentan un rango de variación de 7.5 a 9.5 millones de barriles diarios en la producción nacional de petróleo y gas; no hace mucho, el presidente de la Comisión Reguladora Nuclear señaló que, además de las

recientes cancelaciones de plantas nucleares, otras 19 generadoras nucleares ya en construcción podrían suspenderse en el futuro inmediato.

Por consiguiente, es imposible *predecir* el futuro. Lo más que se puede hacer es formular ciertos supuestos acerca del crecimiento económico, las elasticidades-precio e ingreso, los precios de la energía, las tasas de penetración de los combustibles no petroleros, las tendencias de la producción de crudo y gas y las políticas de los países. Bajo tales supuestos específicos, pueden elaborarse diversos escenarios plausibles (si las tendencias supuestas son más o menos razonables). Se puede ser algo más preciso al hablar de las perspectivas del mercado petrolero en el corto plazo, pero también en este caso son posibles diversos escenarios. En noviembre de 1981 —no hace tanto tiempo, en verdad— la mayoría de las estimaciones del sector indicaban que la demanda de petróleo de la OCDE se mantendría virtualmente inalterada en 1982, y que casi no se recurriría a los inventarios. Hasta este momento (mayo de 1982) parece que el consumo de crudo será, una vez más, considerablemente inferior al del año anterior y que, en el mundo occidental, la extracción de las existencias acumuladas podría llegar a unos 2 millones de barriles diarios.

A pesar de todas estas fuentes de incertidumbre, las empresas y los gobiernos están obligados a elaborar escenarios energéticos plausibles a efectos de planificar. Antes que la búsqueda de cifras específicas, el objetivo de tales escenarios es descubrir ciertas similitudes y disparidades de la perspectiva energética según los diversos supuestos sobre el comportamiento de la economía, las elasticidades de la demanda, las políticas energéticas, el medio sociopolítico, etcétera.

La perspectiva petrolera en el mediano plazo

Si se supone una demanda mundial de petróleo en 1982 de 45-46 mbd, una recuperación de la economía mundial en 1983 (alrededor de 3% de crecimiento económico en la OCDE), aunada a una caída de los precios reales del crudo, podrían dar como resultado cierto crecimiento del consumo de petróleo en este último año. Dado el ahorro y la sustitución de combustibles que se están poniendo en práctica, durante 1983 el crecimiento de la demanda de crudo será todavía pequeña. La recuperación económica podría llevar a cierto crecimiento de los inventarios, pero seguramente éste no excederá de 0.5 mbd. Por tanto, la demanda total podría ser de 46.0-47.5 mbd. Si la producción total de los países que no integran la OPEP se calcula en 24 mbd, la demanda del crudo de la Organización en 1983 podría variar de 22.0 a 23.5 mbd.

Empero, si continúa la recesión mundial y el crecimiento económico global se mantiene alrededor de 1.5% en 1983, la demanda de petróleo podría quedar en 45-46 mbd y no se incrementarían los inventarios. En ese

caso, la demanda de crudo de la OPEP sería, probablemente, la misma que en 1982.

Los plazos mediano y largo

La Secretaría de la AIE ha elaborado diversos escenarios energéticos, que reflejan los distintos supuestos sobre el crecimiento económico, las elasticidades de la demanda y la sustitución de combustibles.

Uno de los principales se basa en lo que, según la Secretaría, podrían lograr los países miembros con respecto a la oferta y la demanda de la OCDE en los dos decenios próximos. Parte de un crecimiento económico anual promedio de alrededor de 3% en esta región. La sustitución de combustibles se logra por una combinación de las fuerzas del mercado y una política oficial activa. Los resultados de este escenario aparecen en el cuadro 6.

Sobre la base de tasas modestas y alcanzables de crecimiento económico en el largo plazo, y suponiendo mejoras permanentes en la eficiencia energética, la Secretaría de la AIE llegó a la conclusión de que la demanda energética global crecería alrededor de 2% anual y la de electricidad 2.7% al año. Se evaluaron cuidadosamente la producción potencial de energía no petrolera de la OCDE y sus posibles importaciones de carbón y gas. Se analizó en cada país la producción potencial de petróleo nacional, tomando en cuenta los efectos de los aumentos recientes de precios en el suministro de crudo y gas. La sustitución de combustibles no se supuso sólo generada por las diferencias de precio, sino que se consideró la aplicación de políticas activas para reducir el consumo de petróleo en los países industrializados.

Se previó una reducción considerable de la demanda de combustibles pesados, en gran medida a causa de la sustitución de plantas generadoras que funcionan a petróleo por otras que utilicen carbón y combustible nuclear; en esas condiciones, se proyectó que la demanda de petróleo caería de unos 38.5 mbd en 1980 a 34 en 1990, y que lo mismo ocurriría con las importaciones de crudo, de casi 24 mbd a 22 en el último año mencionado. En los países de la OCDE, la participación del petróleo en la EPT se reducirá gradualmente, de 48.2% en 1980 a 36.7% en 1990 y a 26.0% hacia fines del siglo. En otros escenarios construidos por la Secretaría, la demanda de petróleo varía de 34 a 37 millones de barriles diarios en 1990 y las importaciones de 21 a 24 millones. Por consiguiente, no se prevé que la demanda de la OCDE alcance sus niveles anteriores a 1979-1980 en ninguno de los escenarios, a menos que ocurran grandes demoras, postergaciones o cancelaciones de plantas generadoras nucleares y de proyectos de carbón y gas natural, o a menos que se presente una caída muy significativa del precio del petróleo en los próximos años, combinada con un crecimiento económico algo mayor al previsto.

Cuadro 6

Escenarios de oferta y demanda energéticas de la OCDE, 1990 y 2000
(Millones de toneladas de petróleo equivalente)

	1980	1990	2000
Total energía primaria	3726	4508	5412
Consumo de energía no petrolera	1933	2855	4003
Consumo de petróleo	1793	1653	1409
del cual las importaciones netas son:	1161	1060	816
<i>Producción energética nacional</i>			
Carbón	785	1111	1782
Petróleo	713	681	683
Gas	693	616	750
Nuclear	145	412	644
Hidro y otras	251	342	489
<i>Importaciones netas no petroleras</i>			
Carbón	33	92	72
Gas	48	182	266
<i>Consumo final total</i>			
Industria (incluido consumo no energético)	1115	1349	1682
Transporte	775	755	719
Residencial/comercial	904	999	1084
<i>Participación de los combustibles en la EPT (%)</i>			
Carbón	21.3	26.7	34.2
Petróleo	48.2	36.7	26.0
Gas	19.9	19.9	18.8
Nuclear	3.9	9.1	11.9
Hidro y otras	6.8	7.6	9.0

Si se supone una tasa de crecimiento económico de 5% anual en los países en desarrollo, su demanda de petróleo podría duplicarse, a menos que grandes aumentos de precio redujesen el consumo. La mayoría del crecimiento proyectado se atribuye a los países productores y a los de industrialización más avanzada.

La oferta mundial de petróleo hasta el año 2000

Las mayores zonas productoras del mundo son el Medio Oriente, la Unión Soviética y América del Norte. De las tres, la única gran exportadora es la primera. La URSS exporta sobre todo a los países del CAME, y la producción de América del Norte se consume, en buena medida, en la propia región. Otras grandes zonas productoras son: el Mar del Norte, África del Norte, el sudeste de Asia, África Occidental y la República Popular China. Las futuras posibilidades de producción son muy promisorias en algunas zonas, como México y África Occidental, pero bastante pobres en provincias maduras como las de los 48 estados continentales de Estados Unidos (exceptuada Alaska) o en la Rusia Europea.

América del Norte

El mayor productor de la región es, con mucho, Estados Unidos; en 1981 extrajo 10.3 mbd de petróleo y líquidos del gas natural. Es uno de los productores más antiguos y, sin duda, el más explorado en el mundo. A pesar de ello, aún en los años recientes algo así como la mitad de la actividad exploratoria mundial y de 70 a 80 por ciento de los pozos completados tuvieron lugar en Estados Unidos. La producción media por pozo en este país es la más baja del mundo: 15 bd; en contraste, el promedio mundial por pozo es de 482 bd; el promedio saudita, de 1200 bd.

La producción estadounidense de petróleo (en los 48 estados mencionados) llegó a su máximo en 1970, con unos 9 mbd, y disminuyó gradualmente hasta poco menos de 7 mbd en 1980. La producción se estabilizó en 1981-1982, en buena medida a causa de las perforaciones complementarias en yacimientos conocidos. En esta explorada región quedan pocos campos gigantes por descubrir. El Departamento de Energía y las empresas petroleras proyectan, para el decenio en curso, una caída constante de la producción, pero difieren en su monto, que podría llegar a 30% según el Exxon o apenas a 5-10 por ciento según otras compañías petroleras. La mayor posibilidad de agregar grandes reservas en el futuro radica en Alaska. Empero, el medio es tan hostil que sólo podrían explotarse comercialmente yacimientos grandes. Además, en promedio transcurre un decenio desde un descubrimiento hasta su plena explotación, salvo en la zona de Prudhoe. La mayoría de las fuentes empresariales del sector sostiene que la producción de Alaska podría mantenerse en sus montos actuales durante el resto del siglo, pero hay quienes esperan un aumento de hasta 50%. En total, la producción estadounidense de petróleo y líquidos del gas natural declinará de modo gradual, probablemente, en los dos próximos decenios. La caída potencial en la década de los años noventa podría compensarse con la producción de combustibles sintéticos de esquistos o carbón. En 1990, éstos podrían agregar algo así como 0.3 mbd —en su mayoría líquidos de esquistos— y

hasta 2 mbd a fines del siglo. Sin embargo, los costos de producción son muy altos, y sólo una participación activa del gobierno podría generar una industria de combustibles sintéticos de cierta importancia. Los estudios más recientes estiman el consumo estadounidense de 1990 entre 14.5 y 17 millones de barriles diarios, variación que depende mucho de las tasas de crecimiento económico y de la evolución de los precios del crudo. En general, la producción se estima entre 7.5 y 9.5 millones de barriles diarios para el mismo año. Por consiguiente, en ese entonces las importaciones netas de crudo y gas podrían ser tan bajas como 5 mbd o llegar a 9.5 mbd. El escenario que prevé las importaciones más cuantiosas haría a Estados Unidos muy vulnerable frente a cualquier interrupción del suministro del Medio Oriente.

La producción de Canadá llegó a un máximo de alrededor de 2 mbd en 1973, y decayó hasta llegar a 1.7 mbd, aproximadamente, en 1980. Como Estados Unidos, este país es un antiguo productor de petróleo, y la mayoría de sus posibilidades terrestres (excepto la región ártica) ya ha sido bien explorada. Es probable que la producción convencional, en las regiones tradicionales de Canadá Occidental, siga disminuyendo durante todo el decenio en curso.

Se espera obtener una producción adicional significativa de las zonas fronterizas submarinas, sobre todo en la plataforma continental de Terranova. Esta región podría contribuir, a principios de la década de los noventa, hasta 0.5 mbd.

En la zona ártica se han realizado ya importantes descubrimientos de petróleo y gas, pero el tiempo para alcanzar la explotación plena es tan largo que no puede esperarse que haya una producción comercial antes de mediados de los años noventa.

Además de sus recursos convencionales, Canadá dispone de una enorme capacidad potencial de crudo pesado y arenas bituminosas. La suma de las estimaciones recientes de estos dos recursos da un resultado posible de 83 000 a 200 000 millones de barriles. La producción es muy intensiva en capital. Hay un importante planta en funcionamiento, que produce combustible líquido a partir de arenas bituminosas, y hasta hace poco tiempo se creía que a fines de la década en curso se completarían otros dos grandes proyectos. En total, se suponía que las arenas bituminosas aportarían 0.5 mbd a comienzos de los años noventa, si uno de estos dos grandes proyectos quedase terminado a fines del decenio actual. Lamentablemente, ambos proyectos fueron abandonados, primero el de Cold Lake y después el de Alsands, debido a las previsiones de una menor demanda de líquidos y de una baja de los precios.

Con los proyectos petroleros convencionales y de combustibles sintéticos que están en marcha, probablemente Canadá alcance la autosuficiencia (o poco menos) a fines de los ochenta o principios de los noventa; algunos

estudios recientes señalan que el país podría volver a ser un pequeño exportador neto en este último decenio.

El Mar del Norte

En la actualidad, más de 85% de la producción petrolera de Europa Occidental proviene del Mar del Norte. En 1980 se estimaba la producción total de esta zona alrededor de 2.1 mbd. La mayor expansión en la producción del Mar del Norte ocurrirá en los próximos años, cuando alcancen la extracción máxima los grandes yacimientos descubiertos en los años setenta. La mayoría de los cálculos indica que la producción del Reino Unido podría aumentar de 1.6 mbd en 1980 a 2.2 mbd en 1983 y a 2.3 ó 2.5 mbd en 1985. Después de esta fecha, que se mantenga la producción o, cuando menos, que se compense en algo la disminución del rendimiento de los yacimientos, dependerá de cuán rápidamente puedan desarrollarse los campos pequeños y de las reservas que se agreguen. Casi todos los cálculos prevén una caída gradual de la producción del Reino Unido en la segunda mitad de la década.

Noruega, el segundo gran productor del Mar del Norte, extrae hoy en día 0.6 mbd, aproximadamente, y espera llegar a casi 0.8 mbd en 1985. Según las expectativas, la producción se mantendrá entre 0.7 y 0.9 mbd durante el resto de la década. Son buenas las perspectivas de encontrar nuevos campos en el sector noruego del Mar del Norte, pero es probable que estén en zonas más profundas y, por tanto, de más difícil explotación. La previsión más razonable es que la producción de Noruega se mantenga en ese rango de 0.7 a 0.9 mbd durante el resto del siglo.

En conjunto, la producción del Mar del Norte podría aumentar de 2.4 mbd en 1981 a unos 3 mbd en 1985, para caer después gradualmente. Para compensar esa declinación serían necesarios nuevos descubrimientos de importancia.

Fuera del Mar del Norte, las perspectivas del resto de Europa Occidental son más bien pobres: no es probable que esa producción sobrepase los 0.5 mbd en los años ochenta.

Los países de la OCDE en el Pacífico

El único productor de la OCDE en el Pacífico es Australia. Su producción de 0.4 mbd alcanza a cubrir aproximadamente la mitad de su consumo. La perspectiva de nuevos descubrimientos importantes de crudo no es muy promisoriosa, pero se han encontrado grandes cantidades de gas natural en la plataforma continental de Australia y Nueva Zelanda.

Es probable que la producción de petróleo de la OCDE aumente en el corto plazo y disminuya algo en la segunda mitad de la década actual. Las razones de esta declinación son fundamentalmente geológicas: en los prin-

cipales países productores, Estados Unidos y el Reino Unido, es probable una disminución considerable a partir de mediados de ese decenio.

Las perspectivas petroleras de los países en desarrollo que no integran la OPEP

La capacidad potencial de los países en desarrollo de América Latina, África y Asia debe considerarse en el marco global de los recursos petroleros mundiales.

La mayor parte del petróleo del planeta aparece en campos gigantes y supergigantes, es decir, con 500 millones de barriles o más. Los 280 yacimientos gigantes y supergigantes que hay en el mundo (menos de 1% de todos los campos en producción) generan 75% del petróleo extraído y contienen 73% de las reservas mundiales. A pesar de la gran actividad de exploración submarina que se llevó a cabo en los años setenta, cada vez se descubren menos yacimientos gigantes, sobre todo fuera de las provincias productoras. La razón fundamental es de naturaleza geológica. Hay en el mundo alrededor de 600 cuencas sedimentarias, de las cuales se han explorado 400; de éstas, a su vez, 160 resultaron contener petróleo. De las 200 cuencas no exploradas todavía, la mitad son demasiado pequeñas para contener campos gigantes o supergigantes, y de las otras 100 sólo 40 o 45 puede preverse que tengan grandes volúmenes de crudo. Por otra parte, la mayoría de estas últimas están en regiones submarinas profundas o polares y requerirán de nueva tecnología muy costosa. A partir de análisis estadísticos se calcula que sólo faltarían por descubrir de 12 a 18 provincias petroleras muy grandes, con reservas promedialmente menores a las de las grandes provincias conocidas.

Esta opinión acerca de los posibles descubrimientos futuros se refleja en los análisis de la capacidad potencial que llevan a cabo las principales empresas petroleras. Según la mayor parte de los estudios que éstas realizan, la producción mundial seguirá siendo muy superior a los nuevos descubrimientos durante el decenio en curso y después (sin considerar, por supuesto, períodos de producción anormalmente baja, como 1982). Por ejemplo, en estudios publicados por la Exxon se calcula que las nuevas reservas que aparezcan en esta década en todo el mundo pueden ser menos de la mitad de las descubiertas en los cincuenta y sesenta, y que sus costos de explotación serán mucho mayores a medida que la producción se desplace a medios más hostiles, submarinos y polares.

En 1980, las reservas totales de petróleo de los países en desarrollo que no integran la OPEP se calculaban en unos 70 000 millones de barriles, es decir, un volumen similar al de las reservas de Kuwait. La mayor parte de ese monto se localiza en un sólo país, México, que hoy es el sexto productor mundial de crudo. Otros productores que, siendo países en desarrollo, no

pertencen a la OPEP, son Egipto, Argentina, Omán, Malasia, Brunei, Trinidad y la India.

La producción total de este grupo en 1980 fue de alrededor de 5.6 mbd. Aunque es muy posible que otros países se sumen a estos productores, no puede esperarse que la producción total del grupo supere los 8.5 mbd en 1985 y de 9 a 10 mbd hacia fines del decenio; quizá llegue a 12.5 mbd al terminar el siglo. Compárese esta cifra con los 6 mbd, aproximadamente, de 1980.

En resumen, pues, parece que la producción de crudo de la OCDE, en el mejor de los casos, se mantendrá estable en los años ochenta y noventa, suponiendo cierta producción de combustibles sintéticos en el último decenio. Los países en desarrollo no pertenecientes a la OPEP podrían aumentar de 5.6 mbd en 1980 a 9-10 mbd en 1990 y, posiblemente, a 12.5 mbd en el 2000. Empero, ambos grupos seguirán dependiendo de sus importaciones de países de la OPEP. En cuanto a ésta, no puede esperarse que llegue a producir mucho más de 30 mbd en algún momento de la década en curso; y considérese que este volumen, muy cercano a la capacidad técnica, implica que no ocurran guerras y revoluciones que interfieran en la producción y que Irán retome su papel como gran exportador de crudo.

La demanda energética de los países en desarrollo

Durante el lapso 1974-1979, el crecimiento económico de los países en desarrollo no pertenecientes a la OPEP fue, en promedio, de 4.4% anual. Si se supone que seguirán creciendo a una tasa de 3.5-4.0 por ciento anual, se calcula que su demanda energética aumentará de 4 a 5 por ciento anual. Se ha supuesto que ciertos cambios estructurales en la economía mundial permitirán, en la década de los noventa, tasas algo más altas de crecimiento: de 4 a 5 por ciento anual. Supuesta cierta mejora en la eficiencia energética en los próximos decenios, la demanda total de energía crecerá, se ha calculado, de unos 13 mbdpe en 1979 a 21-24 mbdpe en 1990 y a 35-43 mbdpe a fines de siglo.

Aun si se multiplicase por cinco el consumo de fuentes no petroleras, la demanda de crudo aumentaría de unos 8 mbd en 1979 a 12 ó 13 mbd en 1990 y a 17-22 mbd en el 2000.

Para los países de la OPEP se supuso un crecimiento del PIB de 6 a 7 por ciento anual hasta 1985, y de 5 a 6 por ciento anual después de ese año. Ello generaría un crecimiento de la demanda energética de 8 a 9 por ciento anual hasta el primer año y de 5.5 a 6.6 por ciento anual de 1985 a 2000.

Suponiendo que el consumo de gas natural se multiplique por cinco, la demanda de crudo aún aumentaría de 2.8 mbd en 1979 a 5 ó 6 mbd en 1990 y a 8 ó 9 mbd en el año 2000.

Cuadro 7

**Demanda mundial de petróleo, 1980-2000
(millones de barriles diarios)**

	<i>1980</i>	<i>1985</i>	<i>1990</i>	<i>2000</i>
OCDE	38.7	35-36	34-37	30-35
OPEP	2.9	3.5-4.0	5-6	8-9
Países en desarrollo que no integran la OPEP	7.9	9-10	11-13	17-22
	49.5	47.5-50.0	50-56	55-66

La demanda mundial total, excluidos los países de economía centralmente planificada, estaría en el orden de 50 a 55 mbd en 1990 y entre 58 y 67 mbd en el año 2000, como se aprecia en el cuadro 7.

Como puede verse en el cuadro 8, en el mediano plazo es probable que la demanda se mantenga por debajo de la capacidad y la disposición de producir de los países productores.

Empero, es probable que a fines de la década de los ochenta el mercado petrolero se vuelva cada vez más tenso, y que en los años noventa, si se cumplen los supuestos sobre las tasas de crecimiento económico, los suministros proyectados de crudo no alcancen a satisfacer la demanda. Esto indica que habrá que poner en práctica medidas adicionales de ahorro y sustitución de combustibles, o que el precio del crudo aumentará.

Los escenarios indicativos que hemos descrito exponen las posibles tendencias de la oferta y la demanda de petróleo hasta el año 2000.

De ellos puede inferirse que, hasta 1985, la demanda del crudo de la OPEP se mantendrá por debajo de la capacidad y la disposición de producir de sus integrantes. Si se convierte en realidad el supuesto escenario optimista acerca de la sustitución de combustibles en los países de la OCDE, la demanda mundial de petróleo volverá a acercarse peligrosamente a la capacidad de producción de la OPEP. Las anteriores sacudidas del precio ocurrieron en un medio en el cual había un estrecho equilibrio entre la oferta y la demanda, equilibrio súbitamente interrumpido por acontecimientos políticos en alguno de los principales países exportadores. Tales acontecimientos podrían volver a ocurrir, con efectos igualmente desastrosos en la economía mundial.

Cuadro 8

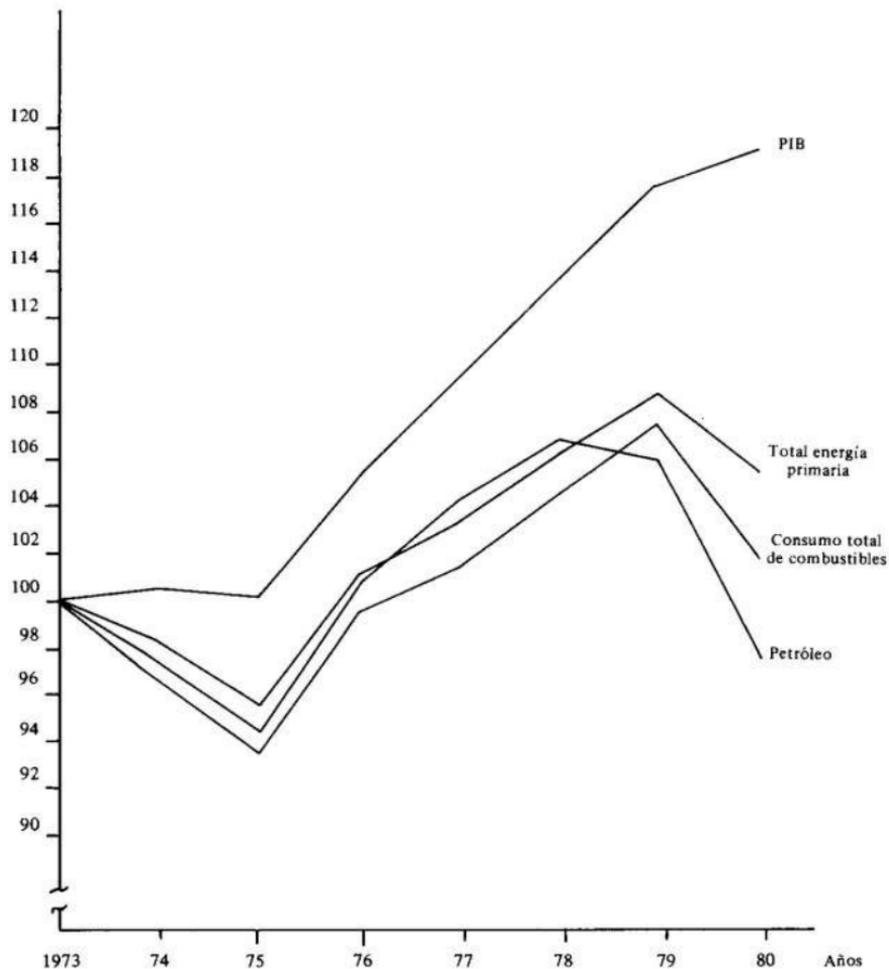
Escenarios indicativos de la oferta y la demanda mundiales de petróleo, 1980-2000* (millones de barriles diarios)

	1980	1985	1990	2000
<i>Demanda</i>				
OCDE	38.7	35-36	34-37	30-35
OPEP	2.9	3.5-4.0	5-6	8-9
En desarrollo fuera de OPEP	7.9	9-10	11-13	17-22
Total	49.5	47.5-50.0	50-56	55-66
<i>Oferta</i>				
OCDE	15.4	15.6	13-15	12-14
En desarrollo fuera de OPEP	5.3	8-9	9-11	9-13
Exportaciones (importaciones) netas de economías centralmente planificadas	1.3	0-0.5	0	0
	22.0	23.6-25.1	22-26	21-27
OPEP (para equilibrar la demanda)	27.5	23.9-24.9	28-30	34-39
Capacidad estimada de la OPEP (actual y futura)	35.0	32-33	30-34	28-34

* Se excluyen la oferta y la demanda internas de los países de economía centralmente planificada.

Gráfica 2

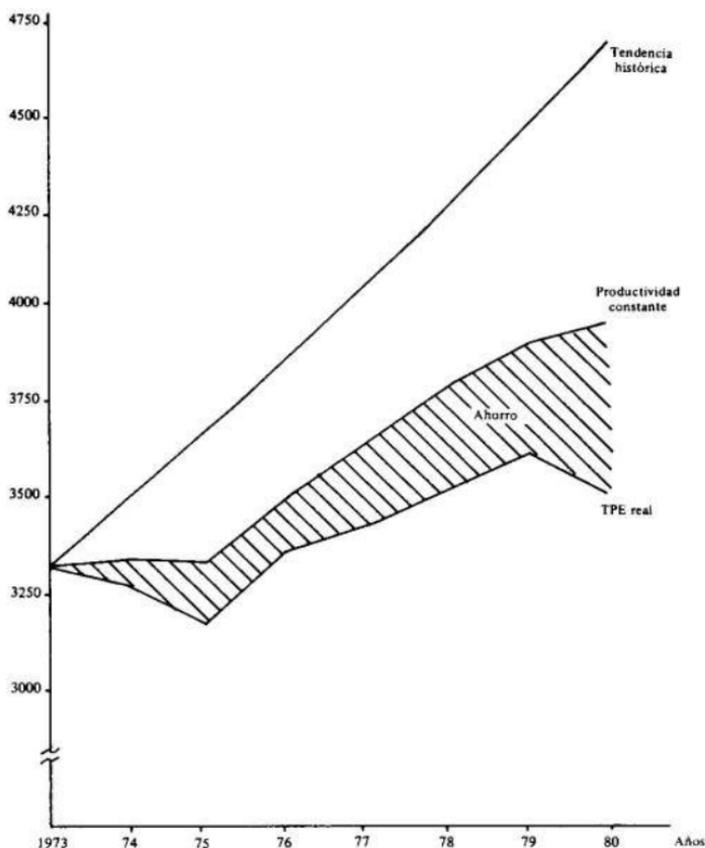
Separación del crecimiento económico y el consumo de energía y de petróleo, 1973-1980 (Índice: 1973 = 100)



Fuente: OCDE

Gráfica 3

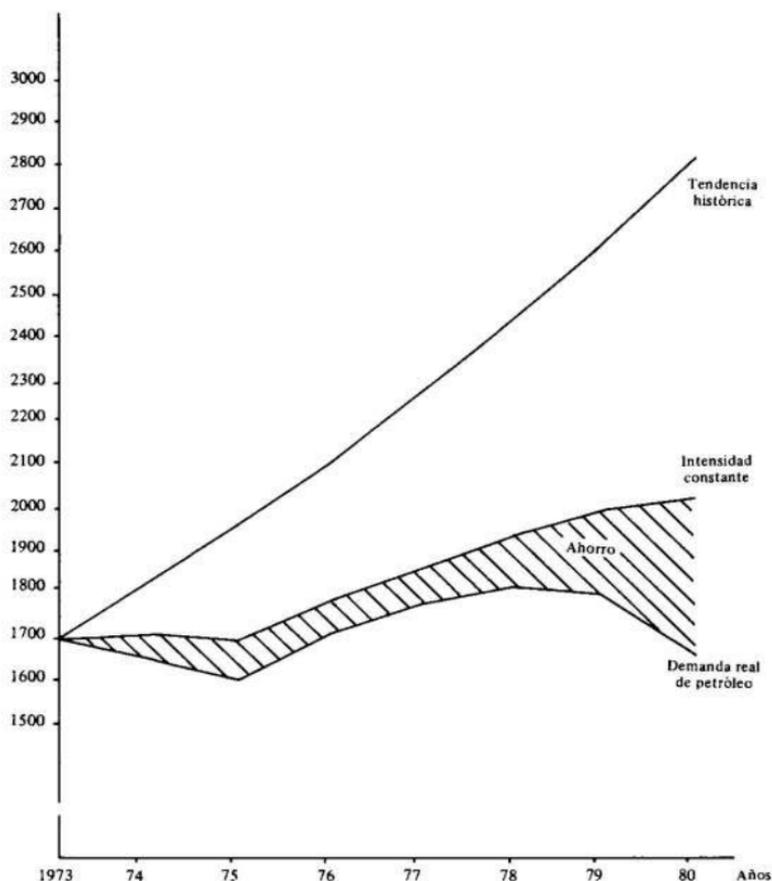
Tendencia histórica del crecimiento de la energía primaria total (EPT) y su crecimiento real, 1973-1980 (millones de toneladas de petróleo equivalente)



En esta gráfica se presenta una indicación de los ahorros hipotéticos de energía obtenidos como resultado de un aumento global en la productividad energética. De 1960 a 1973, tanto el PIB como la EPT crecieron a tasas anuales promedio de 5.0%. La línea superior de la gráfica (tendencia histórica) indica el nivel que hubiera alcanzado la EPT si esta tendencia se hubiera mantenido. La segunda línea (productividad constante) indica cuál hubiera sido la EPT con el crecimiento real del PIB en el período 1973-1980 (promedio de 2.5% anual), si se hubiera mantenido la relación histórica 1/1 entre la EPT y el PIB. La línea inferior (el consumo real) indica la variación efectiva de la EPT. Por consiguiente, la superficie sombreada representa el monto total de energía ahorrada como resultado de la caída de la relación EPT/PIB de 1973 a 1980. En 1979, este ahorro llegó a 293 mtp, y en 1980 llegó a 448 mtp, es decir, 13% del consumo real.

Gráfica 4

Tendencia histórica del crecimiento de la demanda de petróleo y su crecimiento real (millones de toneladas)



En esta gráfica se comparan los cambios de la demanda de crudo que hubieran ocurrido si se hubieran mantenido las tendencias históricas de la intensidad de su consumo. De 1960 a 1973, el consumo de petróleo en los países de la AIE aumentó a una tasa promedio de 7.4% anual, al tiempo que el PIB aumentaba a 5.0% anual. La línea superior (tendencia histórica) indica la demanda de crudo que hubiera ocurrido de mantenerse estas tasas hasta 1980. La segunda línea (intensidad constante) indica la demanda que hubiera tenido lugar si se hubiera mantenido constante la relación consumo de petróleo/PIB durante todo el decenio. Por tanto, la superficie sombreada representa la disminución total de la demanda de crudo ocasionada por la caída de la relación demanda/PIB de 1973 a 1980. Este ahorro hipotético alcanzó, en 1979, a 197 mtp, y en 1980 a 365 mtp, es decir, 22% de la demanda real de este año.

CRISIS ENERGÉTICA Y SOBREFERTA DE CRUDO: IMPLICACIONES PARA LA POLÍTICA ENERGÉTICA DE LOS AÑOS NOVENTA*

John P. Weyant y David M. Kline

Introducción

La "suavidad" actual del mercado petrolero mundial ha significado un alivio para los importadores de crudo, una serie de problemas que deja perplejos a los exportadores y un nuevo conjunto de preocupaciones estratégicas con respecto a la energía para todos nosotros. Numerosas pruebas indican, hoy en día, que muchos productores querrían vender más petróleo del que pueden colocar al precio actual: 1) después de varios años de desorden, la OPEP ha unificado el precio oficial de su crudo de referencia en 34 dólares por barril hasta fines de 1982; esto podría significar una caída de 15% del precio deflactado entre fines de 1980 y fines de 1982; 2) los diferenciales entre el precio del crudo de referencia y los de mayor calidad se fijan hoy en día en niveles inferiores a los máximos admitidos; 3) se dice que está muy extendida entre los exportadores la práctica de otorgar descuentos por debajo de los precios oficiales; 4) en el mercado de futuros de Estados Unidos, el combustible para calefacción número dos, para entregar dentro de seis meses, se cotiza a un precio inferior al actual. Casi todos coinciden, hoy en día, en que hay un exceso de oferta en el mercado internacional del petróleo.

No obstante, hay grandes diferencias de opinión acerca de cuánto durará esta sobreoferta. Por ejemplo, el jeque Yamani, ministro del Petróleo de Arabia Saudita, sostiene que el mercado se volverá a equilibrar hacia fines

* La investigación que se describe en este trabajo fue parcialmente patrocinada por un contrato del Departamento de Energía de Estados Unidos con Pan Heuristics, Inc. Los autores agradecen las útiles sugerencias de Zivia Wurtele, Henry Rowen, James Sweeney, William Hogan, Alan S. Manne, Bijan Mossavar-Rahmani, Michael Barron, Peter Odell, William Brown y Stephen Peck.

de 1982. Aunque ese país puede modificar casi sin ayuda el balance del mercado internacional, son muchos los que piensan que la sobreoferta podría persistir de tres a cinco años, si no más (Bahree, 1981; Rowen y Weyant, 1981), aunque no podría convertirse en permanente (Energy Modeling Forum, 1982). Por último, hay quienes predicen el colapso de la OPEP, la caída abrupta del precio del petróleo en el corto plazo y la imposibilidad de que retorne a los niveles de 1979-1980 antes de bien entrado el próximo siglo (Brown, 1981; Singer y Stamas, 1981).¹

Este factor tiene implicaciones de una importancia tremenda para las políticas energéticas nacionales y para las estrategias de inversión de la industria en todo el mundo. Si la sobreoferta se acaba muy pronto, las inversiones en energía planeadas en la actualidad seguirán siendo muy lucrativas. Por otro lado, si resulta cierto que la era de la OPEP llega a su fin, muchas de estas inversiones se convertirán en enormes pérdidas, y las interrupciones del suministro de crudo serán cosa del pasado. Entre ambos extremos, algunas inversiones y planes de emergencia de largo plazo tendrán sentido, y otros serán poco más que elefantes blancos.

El objetivo de este trabajo es poner en una perspectiva adecuada el debate sobre la profundidad y la duración de la sobreoferta mundial de petróleo. Se describen, en primer lugar, los factores clave que afectarán esa profundidad y duración. Esa descripción orienta la construcción de un marco analítico para estudiar la posible evolución del mercado internacional de crudo. Mediante el uso de ese marco, se intenta definir cuáles serían las condiciones plausibles para que el exceso de oferta se acabe a fines de 1982, y para que se prolongue indefinidamente. Este ejercicio permite fijar los límites de las evoluciones plausibles del mercado durante los dos próximos decenios. Tales límites, combinados con nuestra opinión acerca de cuáles serán las condiciones más probables, constituyen la materia prima para un análisis de las políticas petroleras más adecuadas para el lapso en consideración.

La anatomía de un exceso de oferta

Aun con la ventaja que otorga una visión retrospectiva, no está claro cómo se produjo, exactamente, la sobreoferta. Hay algunos hechos, sin embargo, que casi con seguridad fueron importantes y aparecen en casi todas las versiones de lo ocurrido. A comienzos de 1978 vivíamos en un mercado petrolero "suave", tan suave como la calma que precede a la tormenta. Por

¹ Véase también Manne, 1982, donde aparece una significativa comparación de las proyecciones recientes del mercado energético mundial, aunque centrada en tendencias y cuestiones de más largo plazo que las enfocadas en este trabajo.

supuesto, el huracán que irrumpió fue la revolución iraní y la llegada al poder del régimen de Jomeini, cuyas posiciones antioccidentales y antipetroleras sustrajeron alrededor de 4% a la oferta de crudo del mundo no comunista en 1979. A fines de ese año, la incursión soviética en Afganistán (que no es un gran productor de petróleo, pero que está a un tiro de piedra de muchos de los principales) hizo que todo el mundo fijara el centro de sus preocupaciones en el Golfo Pérsico. Por último, los continuos enfrentamientos internos en Irán, junto con el estallido de la guerra entre éste e Iraq en septiembre de 1980, dieron cuenta de otro 6% de la oferta mundial de crudo.

Aunque estas pérdidas se compensaron, en parte, por los aumentos de la producción de Arabia Saudita y otros países exportadores, el efecto neto fue una pérdida de 4 millones de barriles diarios en la disponibilidad de petróleo entre fines de 1978 y comienzos de 1981. Como consecuencia, el precio en los contratos de largo plazo se disparó de 14 a 35 dólares por barril. En ese momento los precios parecían condenados a aumentar más aún, pero hoy sabemos que el ajuste al alza fue excesivo. ¿Por qué ocurrió tal cosa?

El ajuste excesivo en el mercado

Con el temor de que las cosas empeoraran antes de mejorar, los prudentes administradores de la mayoría de los países importadores reaccionaron ante el déficit iraní aumentando sus existencias, más bien que recurriendo a ellas. Por supuesto, esta tendencia presionó más al alza de los precios del crudo, como lo demuestra la rápida duplicación de éstos en el mercado *spot* a comienzos de 1979. En ese momento, el precio *spot* era un buen índice agregado de las expectativas acerca de la futura evolución del mercado.

Si todos hubieran previsto correctamente cuánto petróleo habría disponible en las siguientes semanas y meses, es indudable que el precio no habría aumentado tanto como lo hizo. Es obvio, empero, que nadie sabía cuánto habría de durar la interrupción iraní, si su revolución fundamentalista musulmana se extendería a los estados petroleros vecinos y cuáles eran las intenciones de la URSS en Afganistán. En realidad, la percepción de lo que estaba ocurriendo y del destino final de los acontecimientos se alimentaba, en buena medida, de rumores, conjeturas y sospechas; sencillamente, la información objetiva no se conocía.

Las expectativas sobre los precios, basadas en datos tan incompletos, eran naturalmente volátiles, tanto como los precios *spot* que son determinados, en gran parte, por esas expectativas. La OPEP esperó durante cuatro meses de precios *spot* muy altos, antes de aumentar sus precios de contrato; por una vez, pareció que los precios contractuales habrían de mantenerse. Sin embargo, a los pocos meses las fuerzas del mercado empezaron a indicar que el ajuste de los precios había sido excesivo.

En primer lugar, el consumo de petróleo por unidad de actividad económica disminuyó a consecuencia del agudo aumento de precios de 1979. Y, lo que es más importante, como lleva muchos años sustituir la mayor parte de los bienes de capital (calderas industriales, sistemas de calefacción residencial, automóviles), ese ajuste seguirá teniendo efectos significativos no sólo en el año en curso, sino durante todo el decenio actual y aun después. En realidad, todavía está lejos de haberse completado el ajuste pleno a los aumentos de 1973-1974. Tanto los importadores como los exportadores de petróleo comprendían que habría una "respuesta retardada" ante un aumento súbito del precio, pero la magnitud de esa respuesta ante los incrementos de 1979 fue mucho mayor a la prevista por la mayoría.

En segundo lugar, el efecto de los mayores precios del crudo en el crecimiento económico fue mayor al previsto, lo cual presionó más hacia la caída de los precios de lo que se había anticipado. Es evidente que los administradores de las macroeconomías mundiales no han aprendido lo suficiente de las anteriores interrupciones del suministro, y que esta vez su capacidad de adaptación no fue mayor que otras veces. Una producción económica inferior a la prevista significa una demanda de petróleo también menor a la prevista.

En tercer término, los mayores precios del crudo desencadenaron un auge sin precedentes en la perforación. Quizá esta masiva movilización de recursos no tenga como resultado un aumento significativo de la producción fuera de la OPEP, pero por lo menos debería postergar por algunos años los efectos depresivos del agotamiento en el que antes se pensaba.

En cuarto lugar, desde que comenzó la revolución iraní hasta fines de 1980, las existencias mundiales de petróleo experimentaron un aumento considerable, que se ha estimado en unos 700 millones de barriles. Durante ese periodo, el crecimiento de los inventarios, en buena medida de propiedad privada, consumió alrededor del 2% de la producción mundial. El motivo consistía, probablemente, en la creencia de que podría haber nuevas interrupciones del suministro y ulteriores aumentos del precio. En el pasado, aumentos similares de los inventarios generaron grandes utilidades. Empero, al decaer el precio real del petróleo y al recuperar cierta estabilidad el Golfo Pérsico, en los últimos meses se ha recurrido a las existencias acumuladas de manera significativa (unos 2 millones de barriles diarios —mbd—, aproximadamente) y es posible que se siga recurriendo a ellas en los meses próximos. Ello reducirá más aún la demanda actual del petróleo de la OPEP.

Estos cuatro factores (ahorro energético inducido por los precios mayor al previsto; crecimiento económico inferior al calculado; auge mundial de la exploración, y extracción de las existencias) generaron una superabundancia en el mercado petrolero internacional, como lo prueba la incapacidad de varios grandes productores (Nigeria, Libia, Argelia, Irán) para vender

tanto como les gustaría al precio vigente. Esta sobreoferta es, hoy en día, de 2 a 3 millones de barriles diarios, y sigue creciendo.

Las correcciones del rumbo

La solución más obvia y rápida al problema de los productores sería que Arabia Saudita, el mayor exportador del mundo, redujese su extracción e hiciera recuperar al mercado su equilibrio. Se argumentaba que este país, de escasa población y que producía hasta hace poco tiempo 10 mbd, no necesitaba con urgencia mucho más de la mitad de sus ingresos petroleros. Sin embargo, los sauditas se han resistido a disminuir su producción. ¿Por qué?

Además de producir mucho más petróleo que cualquier otro miembro de la OPEP, Arabia Saudita dispone de la mayor parte de las reservas totales de la Organización. Por tanto, no le convendría una política de precios que agotase prematuramente el mercado para el petróleo. A la luz de lo trascendido, puede concluirse que también los sauditas creen que fue excesiva el alza de precios de 1979-1980.

A pesar de los argumentos de los países norafricanos y de otros miembros de la OPEP, en favor de una reducción de la producción de los sauditas, éstos utilizaron su posición dominante en la Organización para lograr finalmente, en el otoño de 1981, la unificación de los precios del petróleo por primera vez en muchos años. El precio del crudo de referencia de la OPEP se estableció en 34 dólares por barril y se lo congeló hasta fines de 1982. Además, el 20 de marzo de 1982 la Organización demostró una firmeza sin precedentes al fijar topes individuales que limitarían su producción total a 18 mbd. Significativamente, Arabia Saudita se negó a participar en esta asignación, pero después redujo su extracción a 7.5 millones de barriles diarios. De ese modo, la OPEP recortó su producción a 17.5 mbd, para defender el precio de 34 dólares por barril.

A pesar del anunciado plan de disminuir el precio real manteniendo constante el oficial, y a despecho de la menor producción saudita, el mercado sigue suave, los precios *spot* se mantienen por debajo de los contractuales y se dice que las ventas a precios inferiores al oficial están muy extendidas. ¿Cuánto durará este mercado suave? Para intentar una respuesta, veamos primero las condiciones clave que determinarán el monto de la demanda y la oferta de petróleo durante los dos decenios próximos.

Proyecciones de la demanda

En el otoño de 1981, el consumo de petróleo en el mundo no comunista era de unos 47 mbd, 4 mbd menos que en 1978 y de 1 a 2 mbd menos que en el otoño de 1980. Son varios los factores que determinarán el monto demandado durante el próximo decenio.

Los principales factores que afectan la demanda

Durante los años ochenta, tres factores determinarán, en buena medida, la demanda mundial de crudo: 1) la continuada respuesta a los anteriores aumentos de precio (tanto los de 1973-1974 como los de 1979); 2) la respuesta a nuevos cambios de precio (al alza o a la baja) que pudieran ocurrir; 3) la tasa de crecimiento económico. Un crecimiento económico más rápido tendrá como resultado una demanda mayor; aumentos o disminuciones de precios resultarán en una demanda menor o mayor, respectivamente, pero con cierto retardo.

La experiencia del decenio pasado puede emplearse para obtener una aproximación de la tasa y el nivel de respuesta de la demanda ante precios mayores. Si se supone que un aumento del producto económico (PNB) resultará en un aumento proporcional de la demanda de petróleo, la evolución de la relación consumo de petróleo/PNB puede resumirse en un parámetro que exprese la tasa de ajuste de la demanda a los precios y en otro que indique el ajuste total en el largo plazo.

Si analizamos la historia reciente del mercado en términos agregados, sumando toda la demanda de crudo y midiendo los precios y la demanda tan cerca como sea posible de los pozos, nos encontramos con que la respuesta a los precios durante 1978-1980 fue mucho mayor que en el período 1972-1980. (Véase *OECD Observer*, 1981; Rowen y Weyant, 1981.) Hay tres explicaciones posibles: primera, durante el período 1978-1980 otras divisas importantes experimentaron grandes aumentos a expensas del dólar; segunda, los controles de precios mantuvieron el del producido en Estados Unidos muy por debajo del precio mundial de 1972 a 1978, pero en 1980 tales controles habían desaparecido; tercera: a mediados de los años setenta, muchos consumidores creían que los precios bajarían pronto y, en consecuencia, dudaban en ajustar sus patrones de consumo a los súbitos aumentos de tales precios; empero, en 1979 los consumidores parecieron convencerse, al fin, de que los precios futuros serían probablemente mayores, y no drásticamente menores. Este cambio de las expectativas ayuda a explicar la respuesta ante los nuevos precios, mucho más sensible que la anterior.

Durante el decenio en curso será tan difícil predecir tasas de crecimiento económico, tasas de ajuste cambiario, políticas nacionales y cambios de las expectativas, como lo fue durante la década de los setenta. Por consiguiente, la tarea de proyectar el consumo mundial de petróleo seguirá acosada por la incertidumbre. Adoptar el enfoque agregado que acabamos de describir, agregándole un rango de incertidumbre congruente con la experiencia histórica, puede proporcionar una perspectiva útil de la demanda petrolera que puede esperarse en el próximo decenio (véase Rowen y Weyant, 1981). Sin embargo, hay muchas diferencias en la disponibilidad de datos, las perspectivas económicas y los objetivos de las políticas de los distintos países; por tanto, es conveniente procurar una visión algo más desagregada

de la posible evolución de la demanda petrolera mundial. Aquí consideraremos esa perspectiva en tres grupos de países consumidores; 1) Los industrializados de la OCDE; 2) los miembros de la OPEP y México, y 3) los otros países de menor desarrollo (PMD). Cada uno de estos grupos tiene un conjunto característico de recursos, metas y objetivos.

La perspectiva de la OCDE

Para proyectar la demanda de los países de la OCDE se empleará una versión actualizada de un modelo elaborado anteriormente (Kline y Weyant, 1979). El modelo proyecta la demanda de los siete mayores consumidores (Estados Unidos, Japón, Alemania Occidental, Francia, Italia, el Reino Unido y Canadá), en conjunto y por sectores (residencial/comercial, industrial, transporte y generación eléctrica).² En el Apéndice A se resume todo el modelo.

Se consideran dos pautas de crecimiento del PNB en la OCDE; en ambas se supone que la recuperación de la actual recesión ocurrirá en el segundo semestre de 1982 y que las economías industrializadas retomarán sus tendencias de crecimiento de largo plazo en 1983. En un caso se supone que esta tendencia de largo plazo de la OCDE es de 2.5% (con un aumento de 1% en 1982), y en el otro se plantea un crecimiento a largo plazo del PNB de 3.5% (y uno de 2% en 1982).

Las investigaciones realizadas con proyecciones de este modelo muestran que, si se mantiene constante el precio real del petróleo, el consumo total de crudo de la OCDE seguirá disminuyendo a comienzos del decenio de los ochenta, pero que comenzará a crecer de nueva cuenta a fines del mismo o comienzos del siguiente. Hoy en día, los países industrializados representan 85% del consumo (si no se consideran las zonas comunistas) y los PMD el restante 15%. Empero, muchos observadores creen que la *tasa* de crecimiento económico seguirá siendo mayor en los PMD, porque el aumento de su población también será mayor y, además, tratarán de alcanzar el nivel de vida de las regiones desarrolladas. Por consiguiente, para tener un cuadro completo de la demanda mundial de crudo habrá que agregar, a las proyecciones de la OCDE, las de unos ciento treinta PMD.

La demanda de los PMD

Para proyectar la demanda de los PMD debemos distinguir entre los que obtienen una parte significativa de sus ingresos con la exportación de petróleo (es decir, los 13 miembros de la OPEP y México) y los demás. La razón

² El modelo sigue el elaborado por Hogan (1979) para lograr una perspectiva de la futura demanda energética de Estados Unidos. Los autores agradecen al profesor Hogan tanto el trabajo citado como su estímulo y ayuda para construir el modelo que aquí se describe.

de tal dicotomía es sencilla: en general, los países que disponen de mucho petróleo lo han utilizado para subsidiar su desarrollo industrial, vendiéndolo internamente a una pequeña fracción del precio internacional. Por tanto, al proyectar el consumo de crudo de estos países puede ser tan importante la política de fijación de precios internos como la trayectoria supuesta para los internacionales.

Para proyectar el consumo de petróleo de los PMD es fundamental la evaluación de sus tasas de crecimiento económico en el futuro. En los últimos veinte años, éstas han superado a las de los países industrializados. En su proyección, sin embargo, hay un elemento adicional de incertidumbre: su grado de vinculación con las tasas de crecimiento de los países de la OCDE. Muchos PMD tienen economías "abiertas", y no está claro si podrán exportar mercancías suficientes para pagar mayores importaciones de crudo, incluso a los precios actuales. Por otra parte, muchos están ya tan endeudados que no podría considerarse siquiera la obtención de líneas adicionales de crédito, sobre todo si los países industrializados siguen sumergidos en la recesión.

Sin embargo, hay otro factor que podría estimular el consumo de petróleo de los PMD importadores: la ayuda de la OPEP. En los últimos años, ésta se ha convertido en una importante proveedora de ayuda a los países del tercer mundo, ayuda a menudo condicionada a la compra de petróleo. Esta política ha resultado una vía eficaz para que los grandes exportadores pudieran discriminar, mediante los precios, entre las naciones importadoras más desarrolladas y las menos avanzadas. En los próximos años, la preocupación por la firmeza del mercado puede hacer que esta práctica se extienda aun más.

Otro elemento que se debe tener en cuenta al proyectar la demanda de crudo de los PMD es la relación entre las tasas de crecimiento del consumo y de la economía (a precios constantes). A menudo se ha argumentado que la elasticidad-ingreso de la demanda de petróleo (aumento porcentual de esta demanda en respuesta a un aumento de 1 % del producto económico) es superior a 1 en los PMD, debido a que éste es un bien "suntuario" comparado con las fuentes energéticas no comerciales de las cuales han dependido históricamente tales países. Un meticuloso y completo análisis cruzado de setenta y siete PMD realizado por Wolf *et al.* (1980) indica que, hacia fines del siglo, los rezagos de la respuesta al nivel de ingreso más que compensarán este efecto de "bien suntuario". Hemos utilizado este resultado, así como las estimaciones de diversos estudios (Wolf *et al.*, 1980; Banco Mundial, 1981; Wurtele, 1981), para construir un modelo sencillo y agregado de la demanda de petróleo (ajustada para tomar en cuenta los mencionados rezagos) de todos los PMD que no integran la OPEP, excepto México. La forma de este modelo es similar a la del modelo de demanda energética agregada que empleamos para cada país de la OCDE, una vez computados los índices de precios del crudo y de los demás sectores. Sería deseable emplear una desagregación similar para proyectar la demanda de los PMD.

pero simplemente no hay datos bastantes para hacerlo. Los supuestos y parámetros del modelo se describen en el Apéndice B.

Aquí se supone que a un crecimiento de 2.5% del PNB de la OCDE corresponde uno de 4% en los PMD, y que a la tasa de 3.5% de la OCDE corresponderá una de 5% en los PMD. Se supone que las respuestas de la demanda a los parámetros de cambio de precios serán algo inferiores a las que aparecen en las proyecciones correspondientes a la OCDE, siguiendo los resultados de varios estudios empíricos sobre el tema. Los supuestos acerca del precio mundial del petróleo son idénticos a los ya descritos.

La demanda en la OPEP y en México

Buena parte del crecimiento económico de los países de la OPEP y de México se alimentará de los ingresos petroleros, aunque los planes de desarrollo de cada país suponen un crecimiento sostenido aun después de agotados sus yacimientos. A través de las exportaciones de petróleo y de otros productos, el crecimiento de estas economías está inextricablemente ligado al de los países industrializados, como lo demuestran sus pobres desempeños durante el año pasado y los que se proyectan para el actual,³ cuando toque fondo la recesión mundial.

Hay otro factor importante para proyectar la demanda de petróleo de los principales exportadores: en qué medida mantendrán los precios internos del energético por debajo de los mundiales, con el objeto de (1) estimular el desarrollo de sus industrias nacionales, otorgándoles una ventaja comparativa en el comercio internacional, y (2) mejorar la calidad de la vida de sus ciudadanos. Sin embargo, si estos países comenzaron a perder un monto significativo de ingresos de exportación debido a la creciente demanda interna, es posible que reconsideren sus políticas de precios y disminuyan la diferencia entre el interno y el internacional. Este hecho dificulta sobremedida la proyección de la futura demanda de crudo de estos países. Por ejemplo, Fesharaki (1980) analiza las implicaciones de mantener durante los años ochenta las tasas de crecimiento económico y las políticas de precios de los países de la OPEP, y concluye que en tal caso la Organización sólo dispondría de 17 mbd para exportar. Este escenario subraya la necesidad de evaluar con mucho cuidado la demanda de la OPEP, tanto como su oferta, en los próximos decenios.

En nuestra estimación suponemos que: (1) el crecimiento económico de los principales exportadores de crudo se hará algo más lento durante los años ochenta, en tanto se estabilicen los precios del petróleo, disminuya el crecimiento económico de la OCDE y la construcción, el transporte y los servicios financieros experimenten un crecimiento menor a causa del desvío de los esfuerzos gubernamentales hacia la manufactura de pequeña escala, y

³ Véase, por ejemplo, *Business Week*, 9 de noviembre de 1981.

(2) se permitirá que las tasas de crecimiento de la demanda superen a las del PNB cuando el mercado petrolero presente condiciones suaves, pero no cuando esté tenso. Para México y los integrantes de la OPEP, estos supuestos, aunados a la relación directa entre los precios del crudo y las tasas de crecimiento del PNB, implican un rápido crecimiento de la demanda interna de petróleo, aunque a tasas menores que durante la década de los setenta.

Se consideran dos tasas de crecimiento de la demanda de petróleo (5 y 7 por ciento). En la figura 1 se suman estas proyecciones a las de las demandas de los otros PMD y de la OCDE, con lo cual se ilustra la gama de posibles proyecciones de la demanda de petróleo (fuera de la región socialista), aun con un espectro bastante restringido de posibles precios internacionales. Por supuesto, el camino que se recorra en la realidad dependerá de las condiciones de la oferta, tanto como de la demanda, por lo cual analizaremos ahora la cuestión de la disponibilidad de oferta petrolera durante los dos decenios próximos.

Las posibilidades de la oferta

De los aproximadamente 48 mbd de petróleo que se produjeron en países no comunistas en 1980, unos 29 mbd se extrajeron en la OPEP y México y los restantes 19 mbd en la OCDE y en los demás PMD. La oferta mundial (excepto en países socialistas) en los decenios de los ochenta y noventa estará determinada por varios factores, cruciales pero inciertos. Las consideraciones económicas serán un factor importante para determinar la producción, pero los elementos políticos pueden no serlo menos para muchos de los principales productores de la OPEP y para México.

Cuatro países de la Organización, Arabia Saudita, Irán, Iraq y Kuwait, a los que se agrega México, tienen suficientes reservas de crudo, así como preocupaciones políticas internas y externas, para que orienten su acción con criterios políticos más que por las normas de la economía de la inversión pública. Además, los dirigentes de estos cinco países saben muy bien que, a pesar de no haberse logrado una cooperación total entre los miembros de la OPEP, la Organización ha podido ejercer un tremendo poder de negociación para fijar los precios del crudo muy por encima de lo que sería el nivel de competencia (véase Nordhaus, 1980). Los dirigentes sauditas, en especial, comprenden muy bien que expandir la producción en un mercado suave podría socavar considerablemente ese poder de negociación.

La oferta fuera de la OPEP

Para proyectar la oferta de petróleo durante los dos decenios próximos, es importante considerar lo siguiente: (1) el efecto depresivo que ejerce el agotamiento en la explotación a lo largo del tiempo; (2) el efecto de los precios futuros —ya sean superiores o inferiores a los actuales— en la velo-

cidad de descubrimiento de nuevos recursos petroleros, y (3) el efecto de los precios futuros en el empleo de mejores técnicas de recuperación, orientadas a aumentar la cantidad de petróleo que se extraiga en definitiva de cada yacimiento.

Se conocen bien los efectos del agotamiento en la producción de petróleo. Sean cuales fueren los supuestos acerca del crudo que queda por descubrir (monto que probablemente no variará mucho en los próximos milenios), los nuevos descubrimientos son cada vez más difíciles porque cada vez hay menos por descubrir. Por supuesto, las percepciones acerca de cuánto petróleo hay en verdad van modificándose con el curso del tiempo,⁴ lo cual aumenta la incertidumbre inherente a los efectos del agotamiento.

Los mayores precios del petróleo estimulan una mayor exploración. Por tanto, sea cual fuere la hipótesis sobre el monto de recursos por descubrir, un precio más alto provoca más exploración, más descubrimientos y más producción. Empero, cuanto más petróleo se descubra hoy, tanto menos quedará para descubrir en el futuro. Así, el efecto de los precios en la tasa de descubrimiento se siente sobre todo en *cuándo* se producirán esos descubrimientos, y no en *cuánto* petróleo se extraerá en última instancia.

En cambio, el efecto de los precios en la adopción de mejores técnicas de recuperación puede afectar mucho la cantidad de extracción en última instancia, así como el momento de esa extracción. Estas técnicas se han desarrollado, sobre todo, para extender la vida útil de los pozos más allá de lo que era posible con las técnicas convencionales; por tal razón, habrá un rezago considerable hasta que tengan un efecto significativo en las tasas de producción. Empero, la trayectoria de los precios durante todo el decenio de los ochenta puede tener un efecto bastante significativo en el monto total del petróleo que se obtenga por mejores métodos de recuperación durante los años noventa.

En el Apéndice C se describe el método empleado para proyectar la dependencia de la tasa de producción con respecto a los precios y al monto de los recursos por descubrir. Probablemente sea éste el modelo más sencillo capaz de captar los efectos de: (1) los diversos supuestos acerca del monto de recursos por descubrir; (2) el agotamiento de los recursos, y (3) los mayores precios del petróleo en las tasas de descubrimiento y el empleo de mejores técnicas de recuperación. Se construye sobre un modelo sencillo⁵ empleado para analizar los resultados del Quinto Estudio sobre la Oferta de Petróleo y Gas en Estados Unidos (1981) elaborado por el Energy Modeling Forum.

⁴ Sobre este tema véase Brown (1982). Sin embargo, en el cuidadoso trabajo de Nehring (1978) se sostiene que la tecnología actual para la exploración de los recursos es tan buena que ya se ha descubierto la mayoría de los yacimientos muy grandes del mundo.

⁵ Propuesto por James Sweeney, a quien agradecemos la base del enfoque adoptado en este trabajo.

Se consideran dos supuestos acerca de la base de recursos. En el caso básico suponemos que, a los precios actuales, se pueden recuperar 500 000 millones de barriles, con las técnicas convencionales, fuera de la OPEP, México y las economías centralmente planificadas. En el otro caso, se supone la recuperación de unos 800 000 millones de barriles.⁶

La oferta de la OPEP y México

Para muchos países de la OPEP (Argelia, Libia, Nigeria, Venezuela, los EAU, Qatar, Gabón, Ecuador e Indonesia) el estímulo de producir es muy similar al de los países productores que no integran la Organización. En 1980, esos países produjeron poco menos de 50% de los 29 mbd extraídos en conjunto por la OPEP y México. Las otras cinco grandes naciones exportadoras (Arabia Saudita, México, Irán, Iraq y Kuwait) pueden fijar sus tasas de producción de petróleo con una flexibilidad considerable. En la actualidad, Arabia Saudita tiene una capacidad de producción ociosa de unos 4 mbd; probablemente podría disminuir su producción cuando menos 1 mbd adicional y seguir recibiendo ingresos suficientes para mantener su actual programa de desarrollo. Esta enorme flexibilidad le da a ese país una situación de gran poder en el mercado petrolero mundial.

La incertidumbre política que afecta a la producción de Irán e Iraq es de otro orden. La revolución en el primero y la subsiguiente guerra entre ambos hizo caer la producción de Irán de 5.5 a 1.0 mbd, y la de Iraq de 3.0 a 1.0. Cuándo terminará la guerra, y a qué velocidad aumentarán su producción ambos países una vez terminada, constituye uno de los principales elementos de incertidumbre que afectan la posible evolución del mercado en el decenio de los ochenta. Los dirigentes de Iraq siempre se propusieron el objetivo de convertir a su país en uno de los principales productores mundiales; por consiguiente, es razonable suponer que uno o dos años después del cese de hostilidades estaría produciendo 3 mbd o más.

El posible efecto del fin de la guerra en Irán es más difícil de discernir, puesto que aquí las consecuencias de la revolución se confunden con las del enfrentamiento bélico. Un gobierno religioso podría decidir un aumento muy lento de la producción; sin embargo, técnicamente es factible alcanzar los 4 mbd en un par de años, y más todavía si se emprenden costosas inversiones en proyectos de inyección de gas y similares.

Aun si la guerra no continuase, las economías de ambos países están tan

⁶ Estas hipótesis son congruentes, por ejemplo, con la recuperación en última instancia de 2.5 y 4 billones de barriles (incluida la extracción acumulada hasta la fecha), en todo el mundo, 20% de los cuales se extraerían fuera de la OPEP, México y las economías centralmente planificadas.

⁷ En realidad, en enero de 1982 el Ministro del Petróleo de Iraq anunció planes para aumentar la producción a 6 mbd, aunque no estableció fecha para hacerlo (*Oil & Gas Journal*, 4 de enero de 1982).

devastadas que constituyen un fuerte incentivo para incrementar los ingresos provenientes del crudo, con el fin de reconstruir la base industrial. Por ejemplo, se dice que las reservas monetarias de Irán estarían a punto de agotarse por completo a fines del primer trimestre de 1982, lo que habría llevado al régimen de Jomeini a desdecirse de algunas de sus primeras proclamas antipetroleras.

Otro elemento fundamental de incertidumbre, que podría tener un gran efecto en la evolución del mercado internacional, es la tasa de producción de México durante el decenio de los ochenta. Los considerables descubrimientos de los años setenta ya han convertido al país en un productor importante, pero es posible que disponga de reservas suficientes para sostener niveles productivos mucho mayores que los actuales. La incertidumbre a este respecto, aunada al temor de una posible inestabilidad social ocasionada por una inflación alimentada por los petrodólares, podrían conducir al régimen de López Portillo a adoptar un programa mesurado y lento. Es difícil predecir la política petrolera de De la Madrid, quien asumió la presidencia en diciembre de 1982; técnicamente es posible un aumento rápido de la producción, pero parece más probable que se opte por un incremento "lento pero seguro" de la extracción de crudo.

Otro exportador importante con objetivos peculiares es Kuwait. Esta pequeña y opulenta nación, ubicada en la punta del Golfo Pérsico, llegó a producir 3 mbd muy recientemente, en 1979, pero hoy en día sólo extrae unos 900 000 barriles diarios y no desea producir más que eso. Sus reservas monetarias son tan grandes, en relación con su población, que los dirigentes del país afirman que podrían suspender totalmente la extracción durante uno o dos años sin sufrir consecuencias graves. Aunque Kuwait podría aumentar su producción si ocurriera una interrupción en el abastecimiento mundial, como en 1979, no hay razones para creer que esté dispuesto a alimentar la sobreoferta durante los años ochenta.

En el cuadro 1 se resumen las tasas anuales de producción de los países de la OPEP y de México durante los años setenta. Estos datos constituyen una base sobre la cual proyectar su desempeño en los dos decenios siguientes. Se supone que todos los países enumerados, excepto los cinco casos especiales (Arabia Saudita, México, Irán, Iraq y Kuwait), tratarán de recuperar en 1982 los niveles de producción de 1979. El hecho de que la producción de Nigeria haya disminuido de más de 2 mbd a alrededor de 500 000 barriles diarios, y que otros países (por ejemplo, Libia y Argelia) no hayan podido vender tanto petróleo como querrían a los precios actuales, podría por sí mismo "suavizar" más aún el mercado mundial. Sin embargo, durante el segundo semestre de 1981 se recurrió a los inventarios en montos sin precedentes (del orden de unos 2 mbd, si se calcula con un ajuste estacional). Esto daría cierta oportunidad de reingresar al mercado a los países parcialmente empujados fuera de él. Se calcula que la producción de estas

Cuadro 1

Producción de petróleo de los miembros de la OPEP y México,
1971-1981 (mbd)

País	<i>Primer Noviembre</i>							
	1971	1973	1975	1977	1979	1980	1981	1981
Arabia	4.5	7.4	7.0	9.2	9.6	10.0	10.1	8.7
Irán	4.6	5.9	5.4	5.7	3.2	1.5	1.5	1.0
Kuwait	3.0	2.8	1.9	1.8	2.3	1.4	1.3	.9
Iraq	1.7	2.0	2.3	2.4	3.5	2.6	.8	1.1
Emiratos Arabes Unidos	1.1	1.5	1.7	2.0	1.8	1.7	1.5	1.4
Qatar	.4	.6	.4	.4	.5	.5	.5	.3
Libia	2.8	2.2	1.5	2.1	2.1	1.8	1.5	.8
Argelia	.8	1.1	1.0	1.2	1.2	1.0	1.0	.7
Nigeria	1.5	2.1	1.8	2.1	2.3	2.1	1.7	1.6
Gabón	.1	.2	.2	.2	.2	.2	.2	.2
Ecuador	0.0	.2	.2	.2	.2	.2	.2	.2
Venezuela	3.6	3.5	2.4	2.3	2.4	2.2	2.4	2.2
Indonesia	.9	1.3	1.3	1.7	1.6	1.6	1.6	1.6
México	.5	.6	.8	1.1	1.6	2.1	2.4	2.3
TOTAL	25.5	31.4	27.9	32.4	32.5	28.9	26.7	23.0

naciones declinará gradualmente durante los dos próximos decenios a medida que sus recursos se vayan agotando.⁸

Se supone que Kuwait mantendrá durante el resto del siglo un tope de producción de 1.3 mbd. Se consideran dos escenarios para el caso de Irán e Iraq. En el primero, se supone que la guerra, o una situación similar, se prolongue indefinidamente, a pesar de lo cual se estima un aumento moderado de la producción conjunta de ambos países a 3 mbd en 1983 y a 4 mbd en 1985, a medida que se encuentre la manera de que el petróleo rodee la zona de conflicto para encontrar su salida al exterior. En el segundo escenario, se supone que la guerra termine en el año en curso, y que la producción conjunta llegue a 6 mbd en 1983 y a 7.5 mbd en 1985.⁹

Para abarcar toda la gama de posibilidades de la oferta mundial de petróleo, y limitar a la vez la cantidad de casos considerados, hemos asociado una evolución lenta de la producción mexicana con la continuación de hostilidades entre Irán e Iraq, y un aumento más rápido de la extracción de México con el fin de las hostilidades. En el primer caso, la producción mexicana crece gradualmente de 2.4 mbd hoy en día a 4 mbd en 1990 (lo que implica un crecimiento anual de alrededor de 6%); en el segundo, llega a 6 mbd en la misma fecha (es decir, se supone un crecimiento anual de 12% aproximadamente).

Por último, se supone que Arabia Saudita suministrará todo el petróleo adicional que se demande al precio mundial vigente. No obstante, se supone también que, por razones técnicas, este país no producirá más de 11 mbd ni menos de 5 mbd; asimismo, supondremos que por razones políticas se resistiría a admitir una producción inferior a 6.5 mbd. ¿Qué harán los sauditas para modificar las condiciones del mercado cuando se alcancen tales límites? ¿Cómo fijarán su producción dentro de ellos? Analizaremos estas preguntas una vez que se hayan combinado e integrado las diversas hipótesis acerca de la oferta y demanda mundial de petróleo.

¿Cuánto durará el actual excedente?

Para tener alguna idea de cómo podría evolucionar el mercado en los dos próximos decenios, pueden combinarse las perspectivas de la demanda con las evaluaciones de la oferta. Si se consideran oferta y demanda por separado, es fácil concebir condiciones que lleven a una situación en que cualquiera de ellas supere a la otra. Tales desequilibrios son posibles, como lo enseña el actual exceso de oferta. Sin embargo, la clave que permite com-

⁸ Agradecemos a Bijan Mossavar-Rahmani, de la Universidad de Harvard, haber-nos sugerido estas tasas de disminución.

⁹ Según el *Oil & Gas Journal* del 16 de noviembre de 1981, el ministro saudita del Petróleo Yamani habría proyectado precisamente estas últimas tasas para la recuperación de la producción de Irán e Iraq.

prender la futura evolución de un mercado radica en la noción de los economistas de "precio de equilibrio"; es decir, el precio al cual se igualan el monto de crudo que los consumidores están dispuestos a comprar y el que los productores están dispuestos a extraer. Las implicaciones lógicas de este paradigma son muy seductoras desde un punto de vista intuitivo: si, al precio vigente, la demanda supera a la oferta, habrá una presión hacia el alza del precio; si la oferta supera a la demanda, la presión será hacia la baja, que es lo que caracteriza a la situación actual.

Sin embargo, no conviene confiar sólo en este paradigma para proyectar la evolución del mercado, porque éste tiene una característica particular: la capacidad de los productores "oscilantes" para variar su producción dentro de márgenes bastante amplios, por diversas razones políticas internas o externas, sin sufrir grandes pérdidas económicas aparentes en el largo plazo. Por consiguiente, aunque la idea de un precio de equilibrio ayuda a reducir el nivel de incertidumbre que se presenta al analizar por separado la oferta y la demanda, subsiste sin embargo una buena dosis de inseguridad en las proyecciones.

Equilibrios precarios e incertidumbres fundamentales

Aun si se emplea la idea de un precio de equilibrio (sobre la premisa de que varios productores clave estarían satisfechos con cierta gama de niveles productivos a casi cualquier precio) para elaborar proyecciones congruentes de la oferta y la demanda mundiales, las diversas incertidumbres básicas de ambos lados del mercado implican un alto grado de incertidumbre acerca la futura evolución del mercado. Toda proyección del equilibrio de oferta y demanda en el mercado petrolero será precaria, porque las incertidumbres subyacentes no se resolverán pronto.

Sea cual fuere el precio, la tasa de crecimiento económico de los países industrializados y en desarrollo tendrá un efecto significativo en su demanda de crudo. No obstante, las previsiones macroeconómicas más complejas y cuidadosamente elaboradas a menudo han resultado por completo equivocadas, incluso en el caso de Estados Unidos, cuyos datos e instituciones pertinentes se conocen mejor que los de cualquier otro país. Las diferencias entre los pronósticos económicos pueden tener un efecto significativo en las proyecciones del precio del petróleo; cuanto mayor sea la tasa de crecimiento económico, mayor será la presión al alza de los precios del crudo.

La otra gran incertidumbre que aparece en el lado de la demanda es su respuesta entre los cambios de precio. Se han hecho numerosos estudios del valor de la elasticidad-precio de la demanda energética en general y de la petrolera en especial;¹⁰ sin embargo, subsiste una gran incertidumbre acer-

¹⁰ La elasticidad-precio de la demanda es el porcentaje en que disminuye ésta ante un aumento de 1% en el precio. Véanse, por ejemplo, Energy Modeling Forum (1980), Pindyck (1979) y Griffin (1979).

ca de la magnitud de esta respuesta en última instancia y de la velocidad con que se adoptará. Cuanto mayor haya sido o sea en el futuro tal respuesta, menor será la presión al alza de los precios. Otro elemento adicional de incertidumbre, muy importante para este análisis, es si la tasa de *aumento* de la demanda ante una *reducción* de los precios será tan vigorosa como lo fue su retracción ante los aumentos ocurridos en los últimos años.¹¹

Por el lado de la oferta, la incertidumbre radica en los niveles de producción tanto de los miembros de la OPEP como de los otros productores. Para estos últimos, los principales elementos inciertos parecerían: (1) el monto de los recursos petroleros aún no descubiertos; (2) la dependencia de la velocidad con que se descubran tales recursos con respecto al precio del crudo, y (3) la dependencia, con respecto a dicho precio, de la velocidad con que se pongan en práctica mejores técnicas de recuperación. Un volumen mayor de recursos, y una mayor sensibilidad ante los precios de las velocidades de descubrimiento y aplicación de mejores técnicas de recuperación, darían como resultado más flexibilidad en el mercado petrolero y, en general, precios de equilibrio más bajos, aunque también debe tenerse en cuenta el efecto negativo potencial de los precios más bajos en las actividades de exploración y recuperación.

Como se ha mencionado, buena parte de la incertidumbre acerca de la producción de la OPEP y de México obedece a razones más políticas que económicas. Empero, es importante subrayar que varios de los productores oscilantes (Arabia Saudita, México, Kuwait) pueden ajustar su producción petrolera y su desarrollo económico de acuerdo con las condiciones que surjan en el mercado internacional del crudo. Y, en la medida en que están interesados, por razones políticas o económicas, en la estabilidad del mercado petrolero en el largo plazo, constituyen un vital mecanismo de aprendizaje y adaptación que, dentro de ciertos límites, puede gobernar la evolución del mercado en los dos decenios próximos.

Es más difícil predecir o controlar la producción futura de Irán e Iraq. La guerra puede prolongarse indefinidamente o cesar de modo abrupto; si ocurriese esto último, el resultado sería un aumento neto de la oferta mundial de unos 4 mbd en un par de años. Es evidente que ello incrementaría el exceso de oferta en un grado tal que los productores oscilantes bien podrían no estar dispuestos a manejar la resultante presión hacia la baja de los precios (incluso, podrían no tener la capacidad para hacerlo).

Otro elemento incierto que contribuirá a determinar la evolución del mercado mundial de petróleo, y que se sitúa entre la demanda y la oferta, es el comportamiento con respecto a los inventarios. Sean éstos públicos o privados, su aumento significa una mayor demanda mundial de crudo, y su

¹¹ Por ejemplo, las empresas generadoras de electricidad, los grandes consumidores industriales y los fabricantes de automóviles podrían no estar dispuestos a adaptarse a precios más bajos del crudo, sobre todo si creyesen que la baja bien pudiera ser temporaria.

disminución puede constituir una fuente significativa (aunque casi siempre temporaria) de incremento de la oferta. Estos efectos pueden alcanzar una importancia sorprendente. Por ejemplo, durante el segundo semestre de 1981 se extrajo petróleo de los inventarios a una tasa de 2 mbd, a pesar de que la reserva estratégica de Estados Unidos se incrementó, durante ese período, en más de 300 000 barriles diarios. En los momentos críticos, estos ajustes de los inventarios pueden ayudar a mover el equilibrio del mercado en un sentido u otro.

Debido al alto grado de incertidumbre que afecta a la oferta, a la demanda y a los inventarios de petróleo, es conveniente considerar una *gama* de los valores posibles de cada parámetro, para obtener cierta perspectiva de la *gama* de posibilidades que sería razonable esperar del mercado petrolero futuro. Se considerarán primero dos casos extremos, para sentar las bases del análisis de los escenarios que parezcan más probables. En el primero se consideran las condiciones que llevan a la desaparición más rápida posible de la actual sobreoferta de crudo y a los precios más altos que se consideran plausibles para el decenio de los ochenta y comienzos de los noventa. En el otro caso extremo, se suponen condiciones que maximizan la profundidad y la duración de la actual "suavidad" del mercado petrolero.

¿Se acabará pronto la sobreoferta?

Aparte de una súbita interrupción del suministro de crudo,¹² ¿qué otras condiciones llevarían a un rápido fin de la actual sobreoferta? En el otoño de 1981 la OPEP fijó un precio de 34 dólares por barril hasta fines de 1982. Dadas las tasas de inflación más probables, esta política de precios implica una reducción de alrededor de 15% en el precio del crudo entre fines de 1980 y fines de 1982. Si la demanda aumentase ante tal disminución del precio con el mismo impulso con que se redujo cuando los aumentos de precio de 1979-1980, el mercado se endurecería sobremanera. Ese es el supuesto que adoptaremos aquí.

Un rápido fin de la actual recesión también ayudaría a acabar con la sobreoferta. Por desgracia, lo mejor que puede esperarse es que la recesión toque fondo durante el primer semestre de 1982 y que ocurra una vigorosa recuperación durante el segundo semestre. Aquí supondremos no sólo que tendrá lugar esa dramática recuperación, sino que las tasas anuales de crecimiento del PNB serán, en el largo plazo, de 3.5% en la OCDE y de 5% en los países en desarrollo, tasas que ya se alcanzarían en 1983.

Es menos seguro lo que pueda ocurrir en el lado de la oferta; no obstante, es fácil identificar las circunstancias que ayudarían a un rápido fin de

¹² Las implicaciones de esta posibilidad (muy real, por otra parte) se analizan con cierto detalle en Blakenship *et al.* (1980), Deese y Nye (1981), Plummer (1982) y Rowen y Weyant (1982).

la sobreoferta: la guerra entre Irán e Iraq sigue obstaculizando la producción de ambos países, México sigue incrementando su producción a tasas muy modestas, los nuevos descubrimientos y las mejores técnicas de recuperación reaccionan muy poco ante los anteriores aumentos de precios o son contrarrestados por la reducción actual. Se supone que Arabia Saudita sea el proveedor residual.

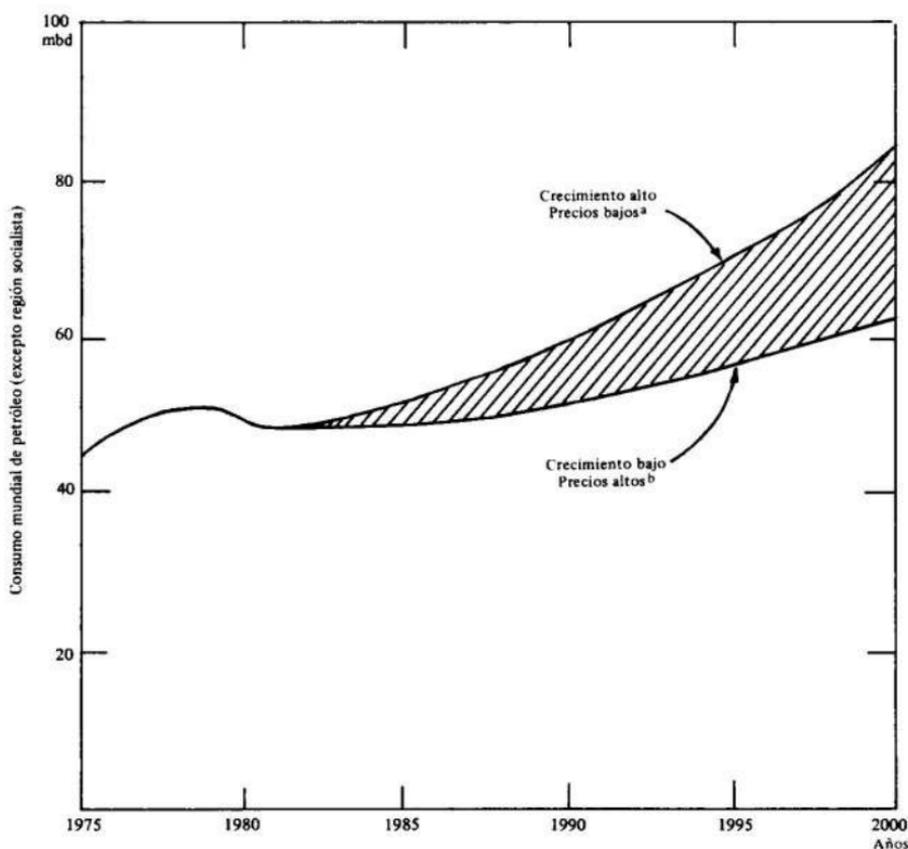
Por último, aunque un gran aumento de las compras de crudo para inventarios contribuiría a endurecer el mercado, no parece probable que ello ocurra en la actualidad. Por otro lado, la gran disminución de los inventarios que tuvo lugar durante el segundo semestre de 1981 (unos 2 mbd) no puede mantenerse en ese nivel mucho más allá del primer trimestre de 1982. Esto tendría como consecuencia cierto endurecimiento del mercado con respecto a la situación de 1981, pero no con respecto a 1980, cuando los inventarios crecieron ligeramente.

Es muy instructivo el resultado de la aplicación simultánea de los supuestos anteriores. Implica una producción saudita de 7 mbd. Es dudoso que los sauditas estén dispuestos a disminuir tanto su producción durante un lapso más o menos prolongado en el futuro inmediato, por lo menos no sin ofrecer resistencia. Ello supone que los otros países de la OPEP tendrían que producir menos de lo deseado a los precios actuales. Así, los miembros de la Organización podrían "asignar" la pequeña caída de la demanda, pero vale la pena subrayar lo que significa este escenario: aun si se cumplieren todas las condiciones que conducen a un súbito fin de la sobreoferta, la "suavidad" del mercado persistiría probablemente durante un año más, cuando menos. Por supuesto, la evolución de este escenario después de 1982 dependerá de la política de precios de la OPEP a partir de enero de 1983. Un año más de precios nominales constantes reduciría el precio real otro 5 o 10 por ciento, según las tasas de inflación; si se mantienen los otros supuestos económicos, el mercado se equilibraría a un precio de 28 o 29 dólares de 1981, con una producción saudita de alrededor de 7.5 mbd, apenas más cercana a la meta aceptable de largo plazo. En realidad, se necesita otro año más de precios nominales constantes para que el mercado alcance su equilibrio en unos 25 dólares de 1981 y una producción saudita de 8.5 mbd. Por consiguiente, *lo más temprano* que puede terminar la actual sobreoferta es fines de 1983 o principios de 1984. Por otra parte, un incremento moderado del precio nominal durante tres o cuatro años podría producir un resultado similar apenas en 1986 o 1987.

Consideremos una posibilidad distinta. Podría terminar la guerra, o podría ser pequeña la respuesta de la demanda ante la reducción de los precios (si los consumidores previesen un crecimiento ulterior del precio a pesar de la situación temporaria del mercado); en tal caso, el mercado se mantendría "suave" más allá de mediados del decenio. ¿Durante cuánto tiempo podría persistir la sobreoferta?

Gráfica 1

Consumo mundial proyectado de petróleo (excepto en el área socialista)
en dos casos extremos



^a Crecimiento del PNB de la OCDE de 3.5%; precios reales del petróleo constantes.

^b Crecimiento del PNB de la OCDE de 2.5%; crecimiento del precio real del petróleo de 2.0%.

¿Un nuevo orden petrolero mundial?

Podría imaginarse que el exceso de oferta tuviera como resultado precios tan bajos y producciones tan escasas de los países "oscilantes" que generasen un nuevo orden en el mercado petrolero mundial, un futuro en el que los precios se mantuvieran bajos hasta que se dispusiese de grandes cantidades de sustitutos económicos del crudo de la OPEP. ¿Es esto realmente posible?

Para contestar esa pregunta, invirtamos la situación y adoptemos aquellos supuestos que maximizan la duración del mercado "suave". Por el lado de la demanda, se supone que la respuesta ante las reducciones del precio será pequeña, que la recesión durará todo un año más y que, en el largo plazo, las tasas de crecimiento del PNB en la OCDE y los países menos desarrollados serán, respectivamente, de 2.5 y 4 por ciento. Con respecto a la oferta, se supone que: (1) llega a su fin la guerra entre Irán e Iraq, y la producción de ambos países se recupera con rapidez; (2) México resuelve convertirse en un productor algo más importante, y aumenta su producción a unos 6 mbd en 1990, nivel que mantiene por el resto del siglo; (3) el descubrimiento de nuevos recursos y la aplicación de mejores técnicas de recuperación crecen con intensidad aun a precios algo menores que los actuales.

También en este caso es incierta la política de precios que seguiría la OPEP después de 1982. Podrían mantenerse constantes los precios nominales durante un largo lapso, lo que implicaría una caída del precio real; podría disminuir más drásticamente el precio real, o podría mantenerse constante hasta el fin de la sobreoferta. La posibilidad más plausible de maximizar la duración del exceso de oferta nos parece la última política señalada; en una situación de excedente crónico no es probable que los precios reales aumenten.

En realidad, no sería realista el supuesto de precios reales constantes, porque implica una caída de la producción de Arabia Saudita a 2 mbd en 1986. Sin embargo, *incluso* en tal caso la sobreoferta no sería eterna; el equilibrio del mercado se volvería a alcanzar en 1994, con un precio de 30 dólares de 1981 por barril y una producción saudita de más de 9 mbd.

A comienzos del decenio de los noventa, ¿podrá disponerse de suficientes sustitutos del petróleo para que el excedente se convierta en permanente? Varias proyecciones actuales de la producción de combustibles sintéticos la estiman en 0.5 mbd en 1990 y unos 2 mbd en el año 2000, aun con precios que, en ese entonces, serían 30 o 40 por ciento superiores a los actuales. Un importante estudio del Energy Modeling Forum considera el caso de un desarrollo más vigoroso de los combustibles sintéticos, llegándose a producir 5 mbd al terminar el siglo en curso. Según los diez principales modelos mundiales considerados en el estudio, incluso en este caso el precio del crudo comienza a aumentar en los años noventa y sigue creciendo por lo menos durante la primera década del siglo XXI. La causa radica en ciertas restricciones económicas, técnicas y ecológicas que impiden una aplicación

de los sintéticos suficientemente rápida para anular totalmente las importaciones de petróleo, por lo menos hasta bien entrado el próximo siglo. Mientras tanto, las pequeñas cantidades de sintéticos que podrían producirse, según toda expectativa razonable, ejercerían cierta presión a la baja en el precio del crudo, pero éste seguiría determinando básicamente por los acontecimientos en el mercado petrolero internacional.¹³

Es muy instructivo este análisis de las dos evoluciones extremas del mercado petrolero, la que lleva a un rápido restablecimiento de un mercado duro y la que alarga lo más posible el mercado suave. Sin embargo, a esta altura del análisis debe resultar obvio el papel de Arabia Saudita y su influencia para determinar cómo se comportará, exactamente, el mercado.

El papel crucial de Arabia Saudita

Excepto si se dan condiciones extremas, Arabia Saudita tendrá una influencia considerable en la evolución del mercado petrolero mundial durante los próximos diez o veinte años. En realidad, para cada conjunto de condiciones de la demanda y de la oferta no saudita, probablemente se tan útil considerar los efectos en el precio de determinada producción saudita como analizar los efectos en la producción saudita de determinada política de precios internacionales. En ese sentido, hay una política de precios de la OPEP que resulta sumamente atractiva en la mayoría de las situaciones previsibles: (1) un precio nominal constante (es decir, una caída del precio real igual a la tasa de inflación)¹⁴ hasta que el mercado se equilibre con una producción saudita de 8.5 mbd, que es el volumen deseado por este país, y (2) a partir de entonces, aumentos del precio real que mantengan la producción saudita en ese monto.

En la gráfica 2 se aprecian las trayectorias de los precios que implica esta política en cuatro casos: la guerra entre Irán e Iraq termina dentro de un año, o algo así, o no termina; el crecimiento económico mundial es lento o vigoroso. El precio internacional del petróleo toca fondo entre 18 y 28 dólares por barril (dólares de 1981), y la producción saudita (véase la gráfica 3) entre 2 y 7 mbd.¹⁵

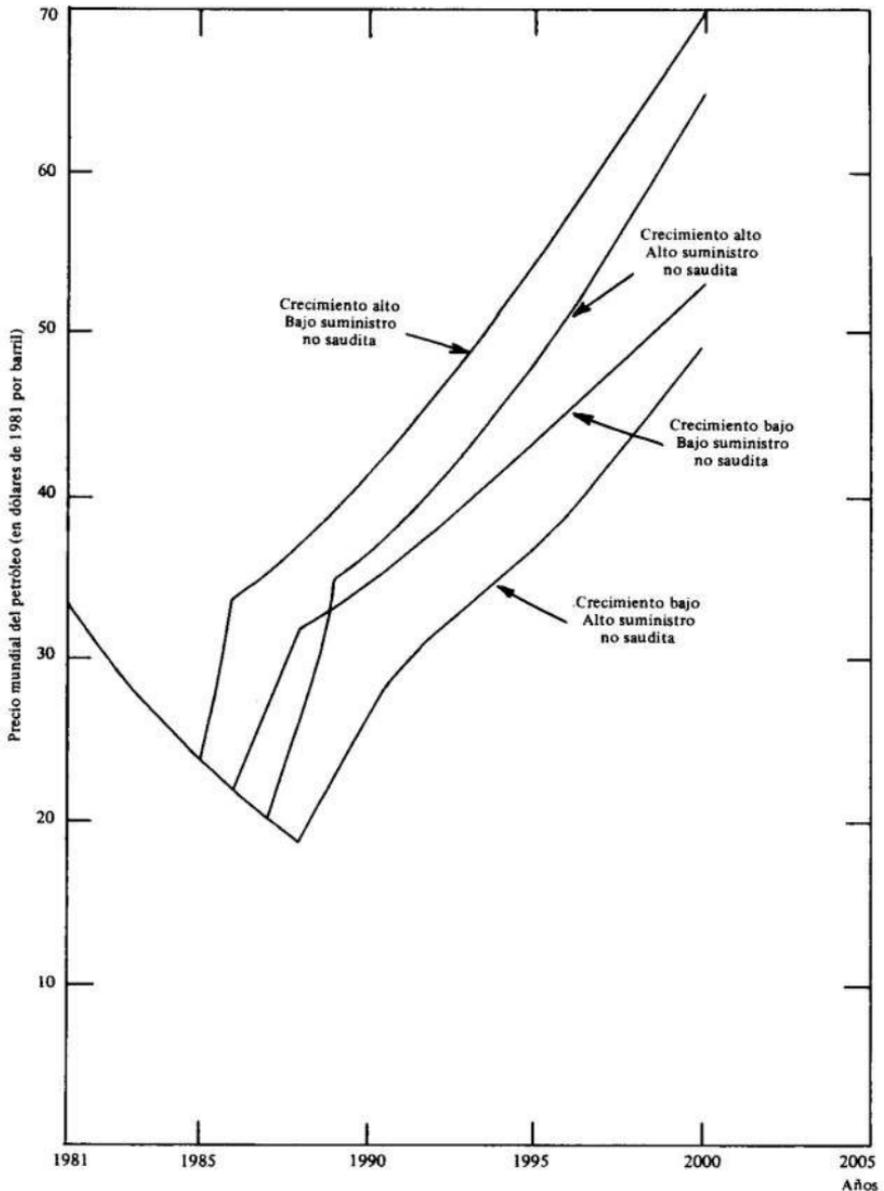
¹³ Puede verse un análisis más completo de este punto de Energy Modeling Forum (1982), donde también hay más argumentos en apoyo de la afirmación de que el excedente de oferta no durará para siempre.

¹⁴ Se supone una inflación anual del dólar de 8%. Una inflación menor del dólar o un refuerzo de las otras divisas frente al dólar disminuirá la eficacia de esta estrategia para volver al equilibrio en el mercado. A la inversa, una inflación mayor del dólar o la valorización de éste frente a las otras monedas mejorará dicha eficacia.

¹⁵ Si se duplicasen los nuevos recursos aún no descubiertos, la persistencia del exceso de oferta sólo se extendería durante un par de años en los dos casos de crecimiento económico lento, y el precio del petróleo aumentaría con gran rapidez después de llegar a su mínimo. Ello se debe a que lleva tiempo y dinero encontrar, explotar y producir nuevos recursos petroleros, que por otra parte no parece que sean muy abundantes durante los años ochenta.

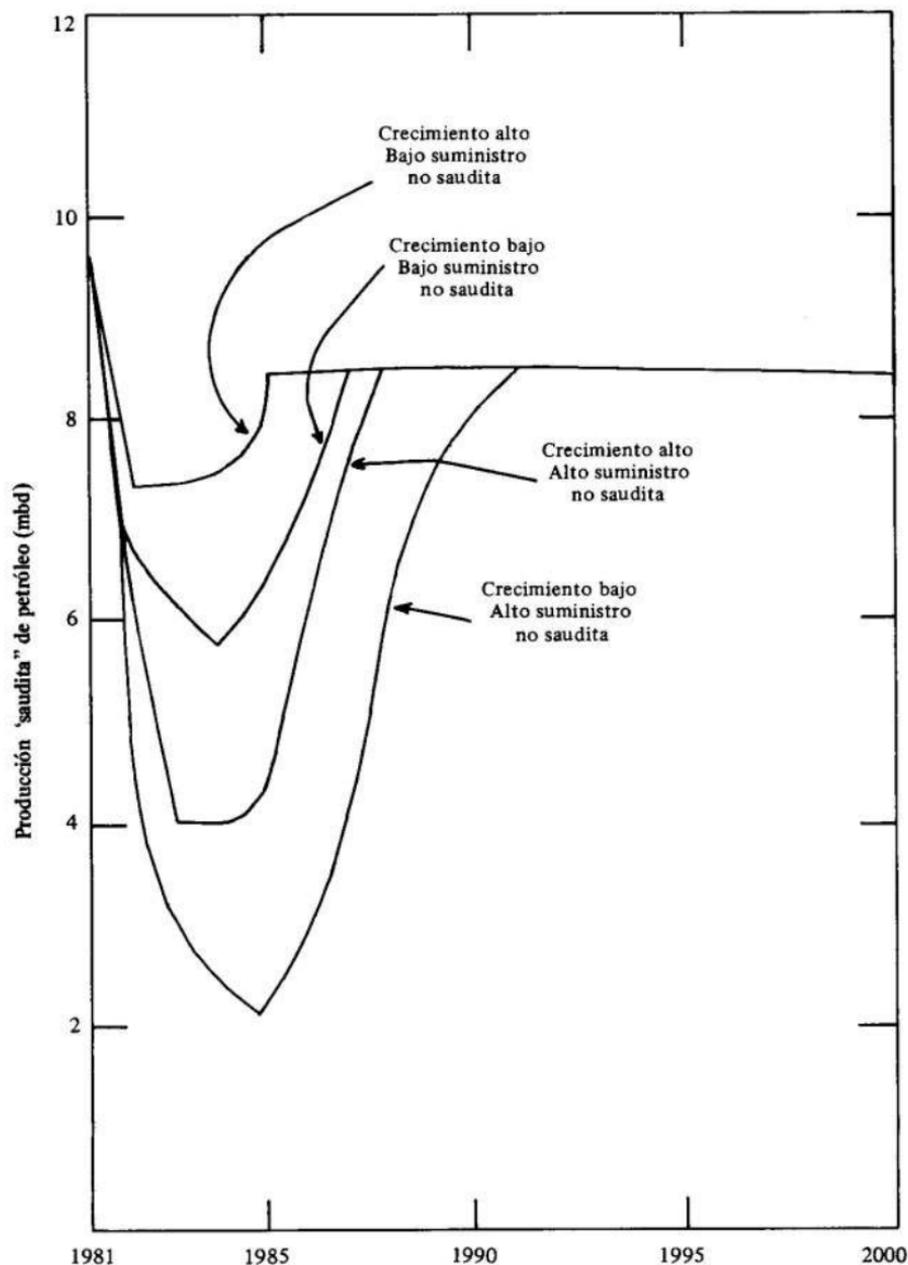
Gráfica 2

Trayectoria del precio mundial del crudo implícita en la regla saudita sencilla de fijación del precio, en cuatro conjuntos de condiciones del mercado



Gráfica 3

Producción "saudita" de petróleo implícita en la regla saudita sencilla de fijación de precio, en cuatro conjuntos de condiciones del mercado



Cuadro 2

**Proyecciones del consumo de petróleo y gas de la OCDE
(en millones de barriles diarios y miles de pies cúbicos)**

	1980 ^a		1985		1990	
	Crudo mbd	Gas mpc	Crudo mbd	Gas mpc	Crudo mbd	Gas mpc
Bajo crecimiento y bajo suministro no saudita	38.1 (16.1)	31.6 (20.5)	36.2 (14.4)	27.4 (16.9)	36.0 (13.8)	24.8 (14.4)
Alto crecimiento y bajo suministro no saudita	38.1 (16.1)	31.6 (20.5)	37.7 (15.0)	28.5 (17.6)	37.8 (14.3)	25.4 (14.8)
Bajo crecimiento y alto suministro no saudita	38.1 (16.1)	31.6 (20.5)	36.2 (14.4)	27.4 (16.9)	38.1 (14.5)	27.3 (15.4)
Alto crecimiento y alto suministro no saudita	38.1 (16.1)	31.6 (20.5)	37.7 (15.0)	28.5 (17.6)	39.9 (15.1)	27.7 (15.9)

^a Fuente: *B. P. Statistical Review of the World Oil Industry*, 1980.

Proyecciones del consumo de petróleo y gas

En el cuadro 2 se indican las proyecciones del consumo de petróleo y gas de toda la OCDE y de Estados Unidos para los cuatro escenarios. Se estima que el consumo de crudo de la OCDE será relativamente estable durante los ochenta, y que la demanda agregada de petróleo en 1990 superará al nivel del decenio anterior sólo en el caso de que sean aitos tanto el crecimiento económico como la oferta de los países no sauditas. Los precios del gas tienden a seguir a los del petróleo. Se considera cierta sustitución de petróleo por gas en los sectores residencial, comercial e industrial, pero el consumo de gas en la OCDE disminuye de todos modos en el decenio de los ochenta. Para lo que resta de esta década, parece que las tendencias predominantes en el consumo energético de la OCDE (y, sobre todo, de Estados Unidos) serán la persistencia de la respuesta de la demanda agregada a los aumentos de precios de los setenta y la sustitución del crudo y el gas por carbón y electricidad (esta última, generada con carbón o nuclear). Por tanto, aun si aumentasen mucho las exportaciones de gas a los países en desarrollo (excluidos México y los de la OPEP), los proyectos que hoy están en la etapa de planificación (véase, por ejemplo, Yao, 1981) deben ser más que suficientes para abastecer a la demanda de gas que no pueda satisfacerse con fuentes internas.

¿Una ruptura del precio?

En el caso de bajo crecimiento y alta oferta no saudita, el nivel implícito de producción de Arabia Saudita de 2-3 mbd en 1984 y 1985 puede significar que ésta abandone la sencilla política de precios aludida. La única solución para los persistentes problemas de asignación de cuotas en la OPEP podría ser una tasa de caída del precio real significativamente superior a la tasa de inflación durante los primeros años de la década de los ochenta. Empero, es importante tomar en cuenta que este escenario de "ruptura del precio" resulta de suponer simultáneamente un crecimiento económico bajo y una gran producción no saudita. Sobre todo, esto último implica que Irán e Iraq comiencen a aumentar su producción sensiblemente en 1982 o comienzos de 1983, y que alcancen sus metas de largo plazo (7.5 mbd, en conjunto) en 1985. Si esta hipótesis tarda sólo dos años más en cumplirse, la producción saudita implícita sólo disminuye a 4-5 mbd a mediados de los ochenta; una demora de cuatro años significa que la producción de Arabia Saudita sea de 6-7 mbd durante algunos años, hasta alcanzar su meta de 8.5 mbd (véase la gráfica 4). En definitiva, una demora en la fecha del cese de hostilidades entre Irán e Iraq o la tasa a la que sean capaces de reiniciar su producción podrían aliviar de manera considerable el problema de la asignación en el seno de la OPEP.

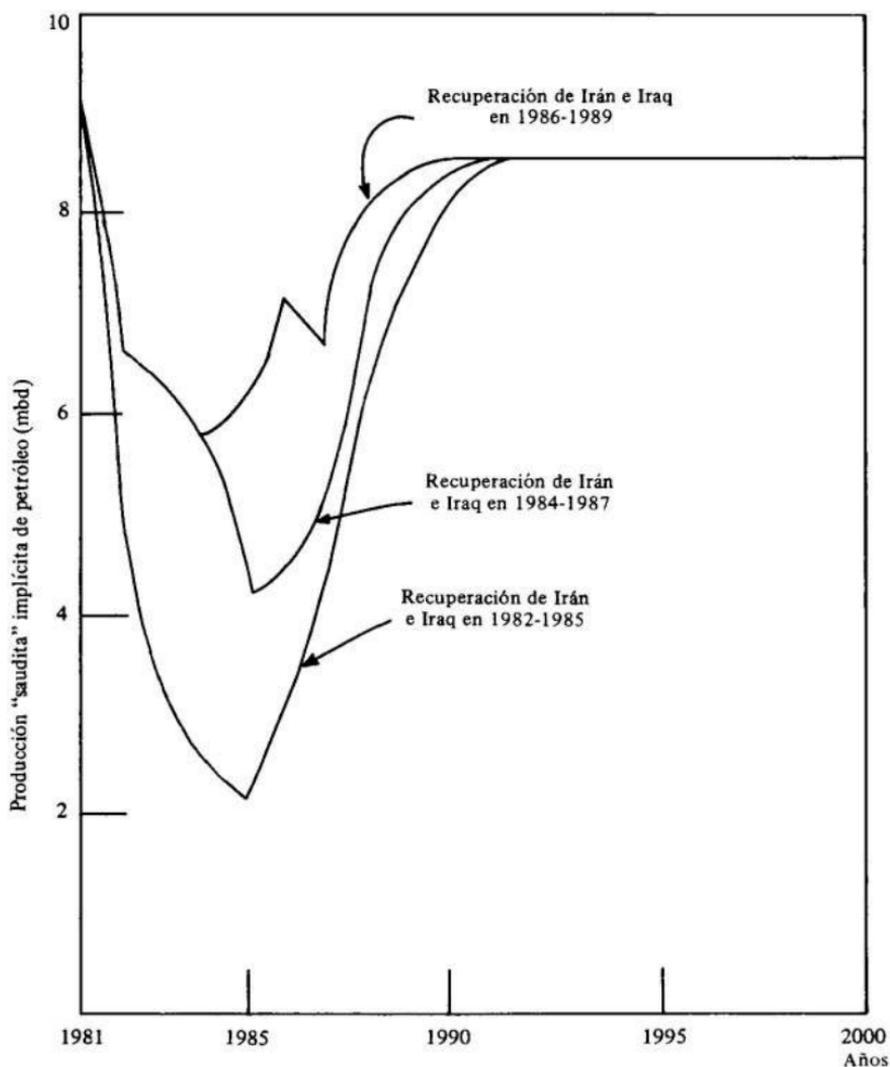
No obstante, si el crecimiento económico resulta lento e Irán e Iraq logran volver a producir en gran escala durante la primera mitad del decenio de los ochenta, podría ocurrir la "ruptura del precio". Probablemente los sauditas serían los instigadores de toda nueva disminución del precio superior a la tasa de inflación (o se los consideraría como tales). Por ejemplo, a fines de 1982 podrían estar produciendo menos de lo que desean, en una situación en la que serían necesarios nuevos recortes importantes de la producción en los años siguientes para mantener constante el precio nominal. En ese caso, los sauditas bien podrían resolver que les conviene plantearse alcanzar su meta de 8.5 mbd con rapidez, digamos en 1985, para evitar que sus ingresos petroleros caigan demasiado.¹⁶ En la gráfica 5 se aprecia la trayectoria de los precios que generaría esta estrategia. Los precios del crudo caen más y con mayor rapidez que en un régimen de precio nominal constante. Empero, no todas las noticias son buenas para los importadores de crudo: en este caso, la sobreoferta de petróleo llega a su fin en 1985 y el precio se incrementa a una tasa constante desde entonces hasta fines del siglo.

Además, es importante señalar que cuanto más caiga el precio real del crudo en el corto plazo, más se estimula a la demanda y más rápidamente

¹⁶ Incluso si el precio se redujera a la mitad, una producción cuatro veces mayor acarrearía una duplicación de los ingresos con respecto a los percibidos en el caso de precio nominal constante.

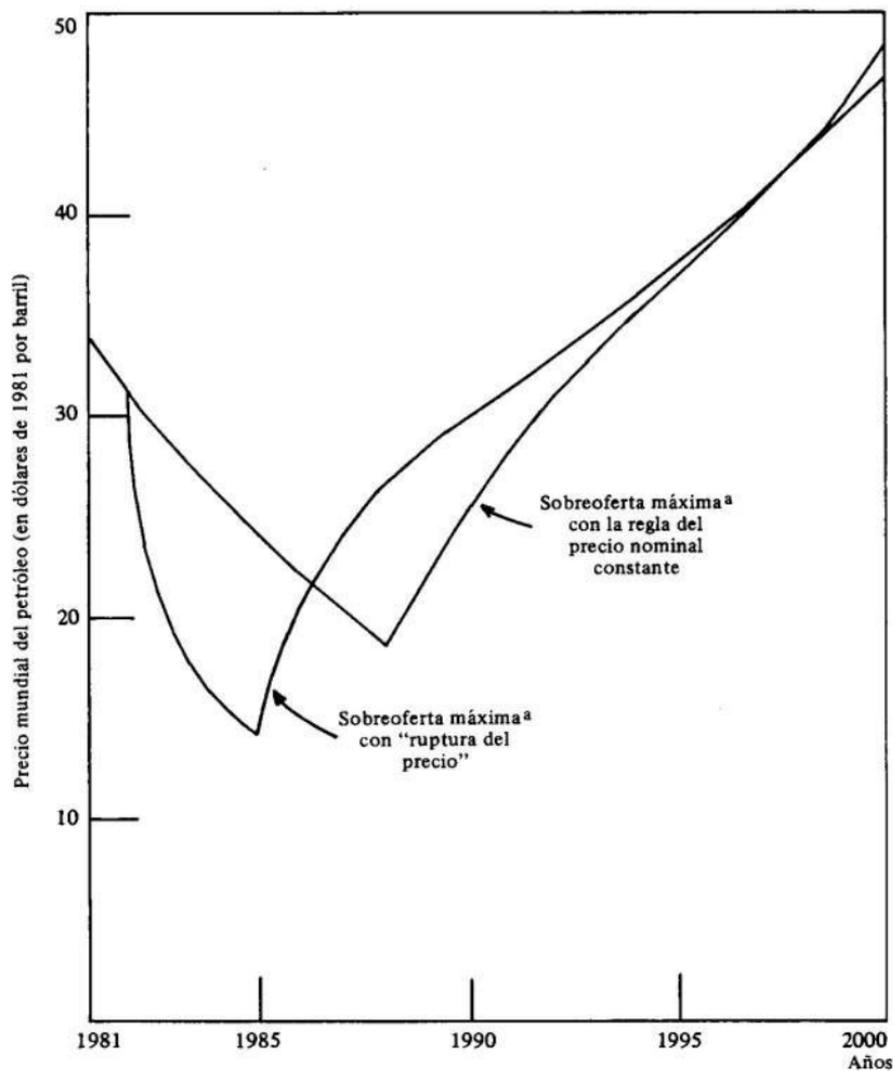
Gráfica 4

Producción "saudita" de crudo implícita en la regla saudita sencilla de fijación de precio, en situación de bajo crecimiento y con tres tasas distintas de recuperación de Irán e Iraq



Gráfica 5

Un escenario potencial de "ruptura del precio"



^a Crecimiento bajo y alta oferta no saudita.

aumentan los precios después de haber tocado fondo; en las condiciones de máxima sobreoferta, las mayores caídas del precio dan como resultado, antes de terminado el decenio en curso, un precio mayor que el que resultaría de rebajas iniciales menores. Este efecto de retroalimentación contribuye a validar la conclusión de que la sobreoferta actual no persistirá por tiempo indefinido.

La anticipación

Aunque la década de los años setenta se caracterizó por los rápidos cambios del precio del crudo, las abruptas variaciones de precios decrecientes a precios crecientes que se muestran en la gráfica 2 deben tomarse como un índice de las fuerzas subyacentes en el mercado, y no como previsiones precisas. La anticipación por parte de los productores podría suavizar la transición. Si éstos creyesen que los precios aumentarán con rapidez en el futuro cercano, tenderían a contener la producción para obtener después más beneficios. Esto podría llevar a que el mercado se tense un poco antes de lo previsto y, por tanto, a que el precio se reduzca menos de lo indicado en la gráfica. Empero, precios mayores implican menor demanda, y por consiguiente un periodo de "suavidad" más largo que el indicado aquí. Así, el efecto de la anticipación sería suavizar y prolongar la duración de la variación del precio. Estos efectos de la anticipación dependen sobremedida de las expectativas de los productores y los consumidores; si ellas resultan incorrectas, las oscilaciones del precio podrían hacerse más abruptas que las previstas en la gráfica 2, y no más suaves.

La interacción energía-economía

Otro elemento que se ha omitido en el análisis anterior, pero que podrían tener un efecto importante en la evolución de los precios (sobre todo en los años noventa) es la influencia de los cambios de precios en el crecimiento económico. Hoy en día, las economías de todos los países están luchando para adaptarse a los desequilibrios ocasionados por el aumento del petróleo de 1979-1980 y por otros problemas macroeconómicos subyacentes. Durante este periodo de recuperación (cuya culminación podría demorarse casi todo el resto del decenio en curso), las economías de los países podrían seguir funcionando a menos de su capacidad total y en medio de una hiperinflación permanente. En tales condiciones, las expectativas y las políticas monetarias y fiscales podrían pesar por lo menos tanto como el precio del petróleo para determinar el nivel de la actividad económica. Subsistirá la importante interacción del precio del petróleo y el producto económico, pero será muy complicado, y quizá imposible, formular un modelo confiable de tal interacción. Cuando menos, habría que prever con exactitud las políticas económicas gubernamentales de todo el planeta. Esa es la razón

por la cual, en este estudio, hemos supuesto simplemente las tasas de crecimiento económico, en lugar de vincularlas de manera explícita con los cambios de precio del crudo.

No obstante, hay pruebas convincentes (véase Energy Modeling Forum, 1977) de que, a lo largo de cierto periodo, un gran cambio en el precio de la energía tiene un efecto predecible en la tasa de crecimiento económico. Así, podría suponerse que, en el correr del tiempo, precios más altos del petróleo darán como resultado tasas más bajas de crecimiento económico, y viceversa. Además, puesto que el nivel de la producción económica es uno de los principales determinantes de la demanda de crudo, podría esperarse que un precio bajo del petróleo en determinado momento estimule el crecimiento económico, lo cual tendría como consecuencia más demanda y mayor precio en el futuro. Por consiguiente, debido a estas "interacciones energía-economía", cabría suponer que las pautas de precios que aparecen en la gráfica 2 converjan más que lo que en ésta se indica, sobre todo a medida que se acerca el fin del siglo. Este efecto tiende a reforzar la conclusión de que la sobreoferta de petróleo no será eterna.

Conclusiones

Las conclusiones de esta investigación acerca de la probable duración de la actual sobreoferta petrolera y sus implicaciones para los gobiernos y la industria son las siguientes:

La sobreoferta de crudo no acabará pronto

A menos que ocurra otra interrupción en el suministro mundial de petróleo, los precios reales constantes o decrecientes persistirán, probablemente, durante cuando menos dos o tres años. Las condiciones necesarias para que el excedente petrolero desaparezca en uno o dos años parecen remotas. Es probable que ello requiera el cumplimiento simultáneo de varias condiciones: un drástico resurgimiento económico a partir de comienzos de 1982, el abandono de la ética conservacionista de fines de los setenta y una propensión (que no es dable esperar) de varios países petroleros muy subdesarrollados a producir menos que su capacidad plena durante largos periodos. Arabia Saudita podría endurecer el mercado por sí sola, pero probablemente se enfrentaría entonces a la necesidad de nuevos recortes de su producción en años subsiguientes, que le resultarían intolerables.

La sobreoferta no será eterna

Por otro lado, también parecen remotas las condiciones para que el excedente de oferta persista hasta bien entrado el próximo decenio. Los precios

del petróleo recuperarán su tendencia ascendente alrededor de 1990 o poco después, y no podrían impedirlo tasas de crecimiento económico menores incluso a las previstas, una inesperada buena suerte en la exploración de nuevos yacimientos y el fin de las hostilidades en el Golfo Pérsico. Lamentablemente, esa fecha es muy anterior al momento en que se pueda disponer de montos significativos de sustitutos del crudo, tales como el combustible de esquistos o sintéticos basados en el carbón, aun cuando ocurriesen grandes avances tecnológicos.

A pesar de la sobreoferta, las interrupciones del suministro seguirán constituyendo una grave amenaza

Durante el decenio de los ochenta pueden ocurrir nuevas interrupciones del suministro de petróleo. Además, podrían ser más considerables que las ocurridas en la década anterior. Ni siquiera las condiciones que generarían una sobreoferta profunda y extensa en un mercado normal, serían suficientes para impedir adecuadamente los efectos debilitantes de una serie de interrupciones concebibles.

LAS EXPECTATIVAS ACERCA DEL MERCADO MUNDIAL DE HIDROCARBUROS A COMIENZOS DE LOS AÑOS OCHENTA

Jack Hartshorn

El arte de la previsión energética no es, seguramente, tan incipiente como supone el señor Mossavar-Rahmani, y quizá no sea tan infantil; no es, en modo alguno, una "ciencia". Tampoco concuerdo con que, antes de 1973, la previsión se haya limitado a una mera extrapolación. En el plano internacional, la OCDE y la (s) Comunidad (es) Europea (s) elaboraron previsiones cada pocos años desde 1955. En escala nacional, por lo menos desde fines del decenio de los cuarenta los gobiernos de Estados Unidos y el Reino Unido han elaborado o encargado tales previsiones. En cuanto a la complejidad de la técnica utilizada, el primer pronóstico oficial de la OCDE, en 1956,¹ empleó el análisis de correlación múltiple para calcular la elasticidad-ingreso del consumo de energía con respecto al PNB (ambos per cápita), así como una medida del "grado de industrialización" para tomar en cuenta las diferentes elasticidades-ingreso de los países miembros (matiz que algunos constructores actuales de modelos todavía prefieren evitar) y, por último, las elasticidades-precio. (Desde entonces, no es el análisis el que se ha vuelto más complejo, sino sólo el equipo de cálculo). Según mi experiencia, en la previsión energética casi nunca aparece —ni se admite— la simple extrapolación, salvo una excepción que rigió durante mucho tiempo: con respecto a la electricidad, durante casi todo el siglo en curso y hasta hace unos diez años, la predicción aproximada de los ingenieros (la demanda de electricidad se duplica cada diez años) dio mejores resultados que cualquier modelo ofrecido por economistas o econometristas. (Desde comienzos del decenio de los setenta ese método de extrapolación ya no funciona. Pero tampoco funcionan los otros métodos.)

¹ *Europe's Growing Needs of Energy: How Can They Be Met?*, OEEC, junio de 1956.

También es una práctica establecida desde hace tiempo la comparación retrospectiva de las predicciones, para ver en qué medida coincidieron con los acontecimientos posteriores. En la OCDE, por ejemplo, se hizo eso por primera vez en 1960, a juzgar por lo afirmado en el informe de 1956. En verdad, para quienes se ocupan regularmente del ejercicio predictivo, tal comparación se vuelve una rutina normal. Siempre tratan de identificar sus errores anteriores, con la esperanza de que los futuros sean, por lo menos, algo diferentes.

Históricamente, es cierto, la dirección de los errores de todo el mundo se ha modificado. El señor Mossavar-Rahmani se ocupa de previsiones formuladas desde 1972, que resultaron exageradas y debieron corregirse hacia abajo. Eso constituye un cambio. Hasta 1970 casi siempre había que revisar las previsiones hacia arriba. Este hecho no era tan pronunciado en los pronósticos de las necesidades energéticas totales, aunque también éstos pecaban por defecto. (Por ejemplo, las previsiones de 1955 sobre el consumo energético de los países europeos de la OCDE en 1965 resultaron 10% demasiado bajas; las de 1960 sobre el consumo de 1975 se quedaron cortas en 25%.) En cambio, las previsiones acerca de la futura demanda de combustibles determinados, y de la oferta de carbón, resultaron irremisiblemente equivocadas. En Europa se subestimó considerablemente la tasa y el alcance del cambio de carbón por petróleo (producto éste que, entonces como ahora, las previsiones trataban como residual). Ese error fue cometido incluso por las propias empresas petroleras, en un periodo durante el cual ellas mismas movían continuamente los precios relativos en favor del crudo. Por cierto, hasta comienzos de los setenta se había adoptado en estas empresas un supuesto muy generalizado y bastante seguro: podía confiarse en que las predicciones internas más formales acerca de la demanda de petróleo resultarían equivocadas, y siempre demasiado bajas. (La ponencia del señor Hanson sobre los pronósticos de la Exxon ilustra, con admirable franqueza, el periodo durante el cual las proyecciones de la demanda para 1985 debieron reducirse ininterrumpidamente; empero, estoy seguro de que también podría haber ilustrado un período anterior, de unos diez años, durante el cual la demanda real excedió, con la misma regularidad, las expectativas de los expertos.)

Comparación de expectativas, no de resultados

En general, la evaluación crítica retrospectiva de previsiones anteriores se hace comparándolas con los resultados reales posteriores. En el trabajo del señor Mossavar-Rahmani, y en los anteriores que él recoge,² no hubo tiempo de emplear ese método. Muy pocas de las predicciones citadas propor-

² John R. Brodman y Richard E. Hamilton, *A Comparison of Energy Projections to 1985*, Agencia Internacional para la Energía, enero de 1979.

cionaban pronósticos para momentos anteriores a 1980, y cuando él escribió esa ponencia no se disponía siquiera de balances energéticos preliminares de la OCDE para ese año. De modo que le resultó imposible la comprobación. Desde entonces se han publicado los datos preliminares de 1980; éstos indican que las previsiones de la OCDE sobre sus propias necesidades energéticas de ese año, formuladas en 1974 y 1977, resultaron exageradas en 23% y 12%, respectivamente. Es curioso señalar que las previsiones de *importación de crudo* hacia la OCDE en 1980, elaboradas en 1974, resultaron más cercanas a la realidad que las calculadas en 1977. La primera previsión, que tomaba específicamente en cuenta las elasticidades-precio, fue de 1 084 millones de toneladas de petróleo importado para 1980,³ y las importaciones reales fueron de 1 180 millones de toneladas; es decir, la previsión se quedó corta en 8%. En los cálculos de 1977 se previó una importación de 1 480 millones de toneladas de petróleo, 27% más que la importación real.

El análisis que formula el señor Mossavar-Rahmani de las proyecciones petroleras más recientes es de otra clase; se orienta a un vasto conjunto de predicciones para el año 1985; compara cuándo y en qué medida tales previsiones coinciden o difieren. Su preocupación, pues, consiste en determinar hasta dónde las previsiones elaboradas en distintos momentos han partido de distintos puntos de vista, y en comprobar si los pronosticadores profesionales —cuando menos los que se tienen la confianza necesaria para publicar sus pronósticos con regularidad, que son muy pocos— han cambiado sus opiniones a lo largo del tiempo. Con respecto a estas proyecciones, señala que la pauta más marcada de variación entre las preparadas en 1973 y las de 1979 parece vincularse, precisamente, con las fechas en que se construyeron. Por tanto, adopta un escepticismo muy razonable acerca del consenso prevaleciente en un momento dado. Más aún, teme que “aquí esté operando un elemento más sutil: los analistas tienden a tomar en cuenta el trabajo de sus colegas, y es posible que sientan una presión intelectual que los lleva a convalidar determinado método analítico si produce resultados que se mantengan en un entorno de la opinión prevaleciente”.

Otro participante en este seminario, el doctor Manne, informa acerca de sospechas similares, “por demás plausibles, pero perturbadoras”, con respecto a diversas proyecciones energéticas comparadas en el seminario de IIASA en Viena, en diciembre de 1981. En concreto, sospecha “que las proyecciones de largo plazo, estén basadas o no en modelos formales, reciben una fuerte influencia de los acontecimientos actuales. Entre la comunidad de

³ Esta previsión se vinculaba con un precio de 9 dólares de 1972 por barril de crudo árabe ligero fob Golfo Pérsico; en los mismos términos, el precio de 1980 fue de unos 11 dólares. En esta previsión de 1974, las importaciones netas de la OCDE se estimaron en 21.7 mbd, y la cifra real parece haber llegado a 22.6. Debe señalarse que muchos de los componentes del balance de oferta y demanda de la OCDE se alejaron mucho de lo previsto; no obstante, la previsión mínima de la demanda neta de importaciones sólo se alejó 4% de la realidad.

profesionales del pronóstico, tales acontecimientos otorgan credibilidad a uno u otro extremo del espectro." El doctor Manne se pregunta si esto no provendrá de la renuencia de las que llama "grandes organizaciones" a adoptar en público una posición muy alejada del consenso vigente, y su tendencia a dejar las proyecciones extremadamente altas o bajas en manos de académicos individuales, con opiniones más firmes y que reciben menos presión para aceptar la opinión general.

Sin embargo, el conjunto de resultados que obtuvo el doctor Manne del seminario mencionado indica que, con respecto a cuestiones tales como los futuros precios del crudo y el consumo y la importación totales de energía, los pronosticadores más audaces y menos conformistas incluían a organizaciones tan grandes como la AIE, el Departamento de Energía del Reino Unido y la propia IIASA, así como a individuos tan orgullosamente iconoclastas como el profesor Singer. Por otra parte, desde el punto de vista cuantitativo, cuando menos parte de la convergencia puede explicarse sin necesidad de sospechar una característica especial de los predictores o un mayor o menor conformismo. En el trabajo citado de la AIE, de 1979, los señores Brodman y Hamilton midieron la influencia de los diversos elementos analíticos en la desviación estándar de 58 proyecciones energéticas. Encontraron que las desviaciones de los supuestos acerca del futuro crecimiento del PNB eran, con mucho, las más importantes en términos absolutos para la demanda energética de 1985. La razón más importante de la caída de las expectativas energéticas, de 1973 a 1979, fue la gradual disminución de las expectativas de crecimiento económico. A partir de 1979, es posible que las cambiantes expectativas sobre la intensidad energética del PIB —que son diferentes de las expectativas de crecimiento de este indicador— se hayan vuelto relativamente más importantes. No obstante, en las comparaciones realizadas en diciembre de 1981 sobre las que informa el doctor Manne,⁴ las previsiones del PNB parecen mucho más uniformes que los otros elementos. (Ocho de quince predicciones del crecimiento del PNB de toda la OCDE en 1980-1990 estaban en la media de +35%, y diez de doce para el crecimiento del PNB de Estados Unidos para el mismo lapso se ubicaban muy cerca de la media de +33%.)

¿Conformismo o supuestos comunes?

Podría afirmarse que, para la mayoría de los pronosticadores energéticos, los supuestos acerca del PNB son exógenos (y, quizá, provenientes en buena parte de las mismas fuentes de la OCDE). Son muy pocos los que presumen de utilizar sus propios modelos macroeconómicos mundiales. Si ello es así, el empleo de los mismos supuestos subyacentes respecto del crecien-

⁴ Alan S. Manne (ed.), *International Energy Workshop*, IIASA, 1981.

to del PNB, que prevalecen en un momento dado, puede explicar buena parte de la convergencia de los pronósticos energéticos elaborados en fechas cercanas.

Con respecto a la técnica, sería interesante saber (lo que no puede deducirse de las ponencias del señor Mossavar-Rahmani y del doctor Manne) en qué medida la divergencia o convergencia entre los estudios comparados se vincula con la distinción entre proyecciones elaboradas con base en modelos formales o con métodos más informales, que admitan más elementos de opinión. Cualitativamente, sin embargo, esta tendencia al consenso, por la cual tienden a coincidir los pronósticos elaborados en fechas similares, es un hecho establecido desde hace tiempo. Ya en 1960, en el "Informe Robinson" de la OCDE se señalaba:

"Un acuerdo tan estrecho nos parece indicar que el error probable en nuestros pronósticos proviene del optimismo o pesimismo generalizado que en un momento dado puede afectar a quienes intentan predecir, antes de que equivocaciones atribuibles a determinado enfoque del problema."⁵

Que este fenómeno deba preocuparnos es una cuestión opinable y también depende, quizá, del grado de credibilidad que cada uno le asigna (o espera que otros asignen) a cierto pronóstico. Para todos quienes lo practicamos, creo que un elemento inevitable (y muchas veces gratificante) de este azaroso arte radica en escudriñar la ropa sucia de los demás. Todas nuestras opiniones, ya sea que las usemos en bruto o las procesemos a través de modelos, reciben la influencia de la experiencia reciente, de la situación económica imperante y, probablemente, de la moda intelectual en boga. ¿Hay alguien que confíe tanto en su propio conocimiento del futuro, que pueda permitirse despreciar las predicciones ajenas?

El segundo punto, en mi opinión, es que no debemos atribuir una importancia excesiva a todo el deporte de la predicción. En esencia, es un ejercicio de actualidad. Sólo se propone formular apreciaciones del futuro. En realidad, se trata de establecer las expectativas razonables en el momento en que se formulan, para ayudar a tomar decisiones presentes que pueden tener consecuencias en el largo plazo. Estas decisiones siempre se adoptan en condiciones de gran incertidumbre. En el momento de formularlos, los pronósticos intentan ayudar a quienes las toman para que puedan prever el futuro con la mayor precisión posible. Esto no significa predecir el futuro con algún grado de seguridad. Sólo implica renovar una hipótesis, imposible de probar lógicamente pero que, por fortuna para la humanidad, suele cumplirse: que las relaciones observadas en el pasado pueden repetirse en el futuro, lo que permite aplicar nuestros juicios derivados de la experiencia a un conjunto de datos muy imperfectos, así como a ciertas regularidades estadísticas mal definidas que se han observado en el pasado (como el "co-

⁵ *Towards a New Energy Pattern in Europe*, OEEC, febrero de 1960.

ciente energético"). A menudo, el objetivo práctico de un pronóstico radica por completo en el presente.

Los rangos del error inevitable

Sin embargo, desde un punto de vista más práctico que filosófico, la calidad de las estadísticas energéticas que sirven de punto de partida es muy limitada y, en muchos países, deplorable (lo mismo que, por cierto, las que se emplean para comparaciones retrospectivas). Los datos de los años base se revisan continuamente, a veces hasta el grado de introducir modificaciones significativas en las cifras resultantes para una proyección de diez o quince años aunque se mantengan sin cambios las demás hipótesis y variables de la proyección. Por otra parte, las estadísticas que apoyan a los datos de crecimiento del PIB pueden no ser uniformes desde el punto de vista conceptual, y están sujetas a revisiones significativas que nadie se molesta en explicar. Todo esto genera un margen de error en cualquier proyección de la demanda energética, margen que crece de modo exponencial a medida que aumenta el período del pronóstico. Tendríamos que preguntarnos qué grado de "precisión" le otorgaría Oskar Morgenstern a datos e hipótesis tan nebulosos. No obstante, todo pronosticador tiene conciencia de que su margen de error es muy grande, aunque se lo pueda cuantificar fácilmente; ese margen es mucho mayor aun cuando se trata de las importaciones de petróleo y de la demanda del crudo de la OPEP, debido al "mecanismo" de las proyecciones que las tratan como residuales. Incluso, varios pronósticos energéticos se presentan como rangos. Quizá todos debieran asumir esa forma.

Hay conciencia de ese cono creciente de error inevitable, así como de la incertidumbre que afecta a toda previsión energética; ello ha conducido a algunos profesionales a evitar todo pronóstico en una sola dirección, y a ofrecer una selección de escenarios, que definen como descripciones de futuros que tienen congruencia interna y a los cuales, en principio, no les adjudican probabilidad relativa alguna. Podemos simpatizar con esta actitud de volar hacia resultados abiertamente imaginarios, que pueden resultar provocativos para quienes tienen la responsabilidad de las decisiones (y en ello puede radicar su utilidad, porque estas personas tienden a preferir lo convencional). Empero, no creo que este camino ayude a evitar los problemas del error y del margen de incertidumbre.

Ciertos creadores de escenarios optan por ser casi cualitativos y, deliberadamente, restan importancia a los elementos cuantitativos.⁶ Tales ejercicios, por mucho que estimulen nuestras mentes, dejan de ser comparables

⁶ Véase J. F. M. Jefferson, *Economic Uncertainty and Decision-Making*, British Association, 1981.

con formas más terrenales de pronóstico y proyección. Hay, sin embargo, algunos escenarios sólidamente cuantitativos, que a veces implican un ambicioso manejo de modelos econométricos; un ejemplo es el proyecto actual de la OCDE/AIE que se describe en la ponencia presentada ante este seminario por el señor Franssen.⁷ Sus escenarios de "alto crecimiento" y "bajo crecimiento" bosquejan dos futuros económicos plausibles para el decenio en curso, que sin duda implican perspectivas muy diferentes para los países de la OCDE y, probablemente, para otras regiones. Sin embargo, las proyecciones derivadas de esos escenarios indican para 1990 unas necesidades energéticas de 4382 y 4184 mtpé respectivamente, es decir, un rango de variación entre ambos inferior a 5%.

Ahora bien, para la demanda de *petróleo* las proyecciones de la OCDE implican un rango de alrededor de 10% y, si hablamos de las importaciones de crudo, el rango llega a 17%. Entre ambos escenarios hay, ya se ve, grandes diferencias, sobre todo con respecto a la demanda del crudo de la OPEP. Empero, debe recordarse que, en general, estas cifras de la demanda de crudo no se predicen de manera independiente. En buena medida son, como lo señala el señor Mossavar-Rahmani, residuos; se llega a ellas estimando la demanda energética total, suponiendo después que la OCDE utilizará toda la energía no petrolera que pueda disponer y que empleará primero todo el crudo que no provenga de la OPEP. Si las significativas diferencias que hemos señalado en las proyecciones de la demanda de crudo provienen de una diferencia de sólo 5% en el escenario energético total, es inevitable sentir cierta inquietud. Me permito dudar que *cualquier* proyección de la energía que se consumirá dentro de diez años tenga un margen de error e incertidumbre inferior a 5% en *ambos* sentidos. Por tanto, los dos escenarios de la OCDE estarían, cada uno de ellos, dentro del rango de error del otro. Sin duda, ambos quedarían cubiertos por una proyección única intermedia, si se admite un margen adecuado de error.⁸

Con esto no pretendo negar la utilidad de manejar diferentes escenarios cuantitativos al formular proyecciones energéticas, sobre todo cuando pueden rastrearse con claridad los efectos de los precios en determinados sectores de la demanda. Es obvio que las técnicas de pronóstico deben adecuarse a los objetivos de cada previsión. Sin embargo, me parece que para muchos propósitos no resulta muy útil intentar algo mejor que una proyección única.

Para mi empresa consultora, por ejemplo, la previsión energética de escala mundial no es un fin en sí misma. No es un servicio que Jensen Associates suela vender a sus clientes, y nunca hemos publicado una proyección con

⁷ Herman Franssen, *La perspectiva petrolera mundial hasta el año 2000*, incluida en este volumen.

⁸ Por ejemplo, la Exxon, en su *Energy Outlook* de 1980, admitía un margen de error positivo o negativo de 4%, que podría provenir simplemente de distintos supuestos acerca del crecimiento del PIB.

ese alcance. Para uso interno sí las hacemos, cada dos o tres años, sobre una base global que incluye balances energéticos para todas las regiones. Nos ayudan directa o indirectamente en estudios específicos que elaboramos constantemente para nuestros clientes. A menudo, éstos exigen pronósticos de menos extensión pero más profundidad. En estos casos consideramos con frecuencia distintos conjuntos posibles de hipótesis o escenarios, sobre todo con respecto a los precios. No obstante, para las previsiones energéticas generales, cuya utilidad fundamental consiste en ofrecer una perspectiva y dar una base para coordinar los supuestos básicos implícitos en nuestras hipótesis de trabajo en un momento dado, las proyecciones únicas nos parecen suficientes y, en última instancia, preferibles.

Nuestras expectativas actuales

En nuestro pronóstico básico para el decenio de los ochenta, que se terminó a fines de 1981,⁹ esperamos que la demanda y la producción mundiales de crudo y líquidos del gas natural sean en 1985 algo mayores que las de 1980, pero mucho menores que las de 1979 (año base del estudio). Calculamos que en 1990 la producción llegue, quizá, a 67 mbd, alrededor de 6% más que en 1979.

Suponemos que todo el crecimiento de la demanda de petróleo en el decenio de los ochenta (superior, por cierto, al aumento de 1979 a 1990) tendrá lugar fuera de las economías industrializadas de mercado de la OCDE. En éstas la demanda cayó abruptamente en 1980-1981, y no creemos que se recupere en el resto de la década. Prevemos que el crecimiento ocurrirá, sobre todo, en los países de la OPEP, en los países en desarrollo que no la integran (NOPEP) y en los de economía centralmente planificada (ECP). Sin embargo, calculamos que la mayor parte del crecimiento de la producción de crudo se dará, durante el decenio, en los NOPEP y las ECP. Calculamos que la producción de la OPEP no llegará a superar los 24 o 26 mbd.

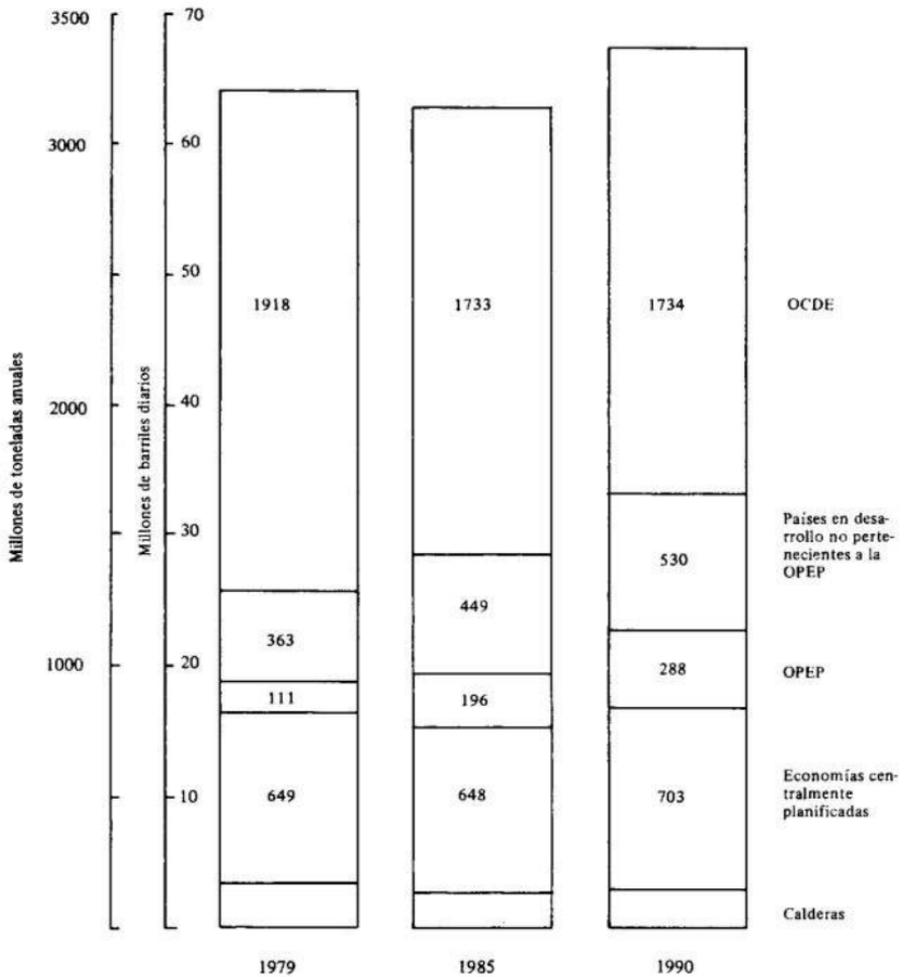
Nuestro pronóstico básico de la demanda de gas natural para los años ochenta es de un crecimiento muy bajo de la demanda de la OCDE, poco más de 1% anual. Prevemos que el consumo aumentará con rapidez en las economías de la OPEP y los NOPEP: tasas de 8 y 7 por ciento anual, respectivamente. Creemos que en las ECP el consumo de gas crecerá casi 5% anual.

Aun este modesto crecimiento del consumo de la OCDE implicaría una cuadruplicación de las importaciones netas de estos países con respecto a las que realizaron de 1979 a 1985, puesto que esperamos que la producción

⁹ Elaborado por el personal de Jensen Associates en Boston, encabezado por las señoras E. Han, M. Daniel y el doctor John Gault.

Gráfica 1

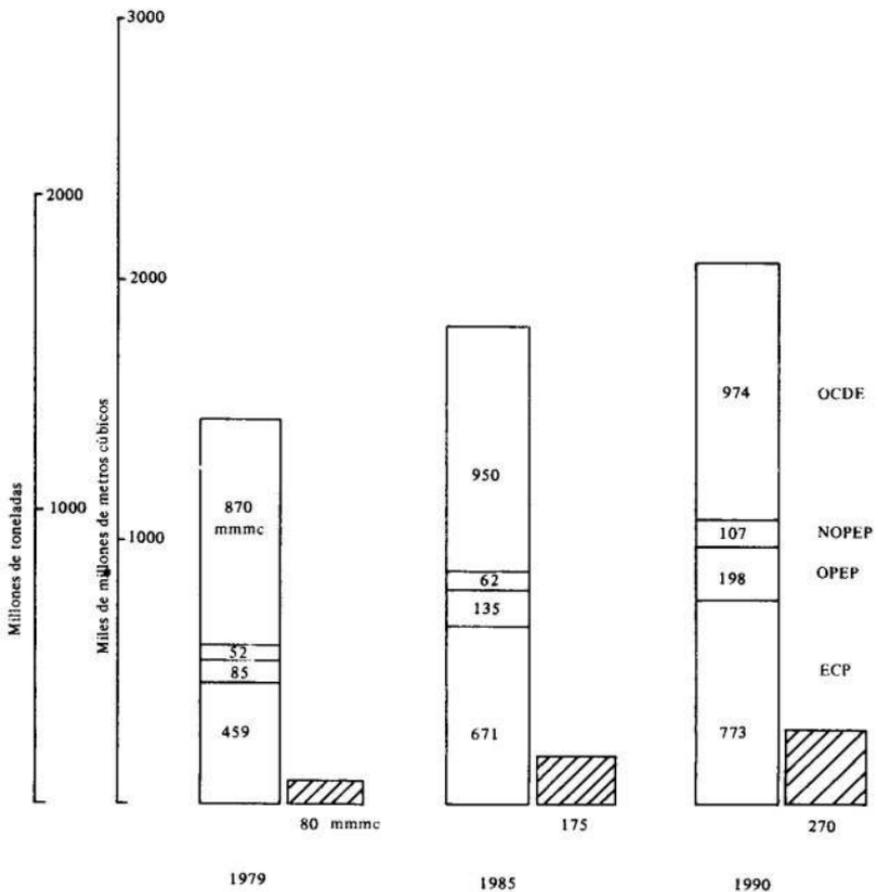
Demanda mundial total de petróleo y líquidos del gas natural en 1979 y proyecciones a 1985 y 1990 (mtpe)



Fuente: Jensen Associates, noviembre de 1981.

Gráfica 2

Demanda mundial de gas natural por regiones y comercio internacional, 1979, y proyecciones a 1985 y 1990 (miles de millones de metros cúbicos, mmmc, y millones de toneladas de petróleo equivalente, mtpe)



El pronóstico de Jensen Associates se elaboró en mtpe. Las unidades originales de gas natural se convirtieron según la norma: 1 mmmc = 0.86 mtpe.

Fuente: Jensen Associates, Inc., noviembre de 1981.

interna de la OCDE disminuya significativamente en la segunda mitad del decenio. Para satisfacer esta demanda de importaciones, prevemos que se tripliquen las exportaciones de gas de la OPEP y los NOPEP. Pero suponemos, además, que los países europeos de la OCDE importarán mucho más gas de la URSS. Para abastecer esta demanda, así como las mayores exportaciones a Europa Oriental y el desplazamiento interno de petróleo por gas, creemos que la producción soviética aumentará más de 85%, a unos 730 000 millones de metros cúbicos (630 mtp),¹⁰ es decir, más de 35% de la producción mundial de gas en ese entonces.

Este pronóstico supone que siga adelante la construcción del gasoducto soviético desde la península de Yamal hacia Europa Occidental. Pero la producción calculada de la OCDE también implica que siga adelante el gasoducto de Alaska. Ambos tendrán que sobreponerse a la oposición de los políticos estadounidenses. En especial, si el gasoducto soviético se abandona o se pospusiere para después del decenio en curso, no creemos que las importaciones adicionales de líquidos del gas natural alcancen a compensar totalmente la demanda prevista que quedase insatisfecha. Consideramos que parte del crecimiento previsto de la demanda europea de gas natural simplemente no ocurriría; en la práctica, se compensaría con un consumo algo mayor de petróleo. Algo similar podría ocurrir en Estados Unidos si se frustrasen o pospusieran los suministros de Alaska u otras posibilidades de producir gas de alto costo, debido a la debilidad del mercado interno o a las políticas con respecto al gas.

Los supuestos sobre el precio del crudo

Las dos previsiones anteriores sobre los hidrocarburos se vinculan con una trayectoria de los precios reales del crudo en forma de "plato", primero hacia abajo y después hacia arriba, durante los años ochenta (que podría resultar un profundo plato hondo). Seguimos proyectando para 1990 un precio real alrededor de 15% superior al de 1980 (aunque también trabajamos con trayectorias mucho más bajas de "colapso de precios"). Los supuestos sobre el crecimiento anual del PIB en los cuales se apoyan nuestros pronósticos básicos son, para 1979-1990, de 3.1% en la OCDE, 10% en la OPEP, 5.8% en los NOPEP y 3.5% en las ECP.

Esta trayectoria de los precios tendrá que absorber fluctuaciones como la caída actual del crudo, que es aguda incluso en dólares corrientes y más aún en términos reales. La previsión no depende sólo de las hipótesis acerca del PIB y la demanda total de petróleo de la OCDE, que normalmente consi-

¹⁰ En una discusión durante el seminario, el académico Styrikovich comentó que esta estimación de Jensen (más alta que la mayoría de los cálculos occidentales) le parecía muy baja. El estima que la producción soviética de gas podría llegar en 1990 a unos 800 000 ó 900 000 millones de metros cúbicos.

deraríamos determinantes del precio en el margen, junto con los suministros marginales de crudo —por lo común, aunque no necesariamente siempre, provenientes de la OPEP—. (En nuestra opinión, las demandas de la OPEP, los NOPEC y las ECP no influyen, hoy en día, en la determinación del precio mundial del crudo.) Si se considerasen los precios surgidos estrictamente del equilibrio comercial entre oferta y demanda, es probable que la trayectoria durante el decenio fuese mucho más baja. La trayectoria elegida por Jensen Associates supone que, en algún momento del decenio en curso, habrá una nueva crisis política importante en el Golfo Pérsico. Esto aumentaría drásticamente el precio del crudo, que después volvería a caer pero sin llegar al nivel anterior. También suponemos que el “manejo de los precios” de la OPEP, es decir, la asignación de cuotas de producción a sus miembros clave, funcionará con eficacia, cuando menos temporariamente, de principios a mediados de los años ochenta.

La trayectoria prevista para los precios del crudo es importante para nuestro pronóstico sobre el gas natural, así como para los elaborados con respecto al crudo y los líquidos del gas. Incluso con este pronóstico sobre el precio (que podría calificarse, quizá con razón, de muy alto), la demanda extremadamente débil que prevemos en muchos mercados para el petróleo residual podría bajar tanto su precio relativo, que podría llegar a estimular de nueva cuenta su demanda en los mercados capaces de una sustitución rápida. Si el precio del crudo llegase a ser menor todavía, también disminuiría el crecimiento que hemos supuesto para la demanda de gas.

La metodología

Para estas proyecciones se empleó el formato del balance energético de la OCDE y sus factores de conversión en mtpc, simplificados para excluir las variaciones de los inventarios y las “diferencias estadísticas” en 1979; se aplicaron a las regiones de la OPEP, los NOPEC y las ECP para facilitar las comparaciones. Con respecto a los supuestos acerca del crecimiento del PIB se emplearon las proyecciones de los gobiernos de cada país, aunque sometidas a un escrutinio crítico para evitar todo sesgo optimista. Sobre el desarrollo de otras fuentes energéticas y, especialmente, el suministro interno de los países importadores, se aplicó el mismo análisis crítico a los objetivos nacionales.

En épocas anteriores, al formular balances energéticos en apoyo de nuestras previsiones, empleábamos una hipótesis simplificadora: que, por lo común, se emplearía al máximo la capacidad energética interna de otras fuentes. En la proyección de 1981 hemos aflojado este supuesto, al anticipar un decenio de precios blandos y considerable competencia entre los combustibles en los mercados que admitan su sustitución. Hemos supuesto que el suministro de carbón de la OCDE aumentará menos de lo que permite la

capacidad y de lo que aspiran a lograr los gobiernos, para tomar en cuenta no sólo los rezagos en el desarrollo de la infraestructura necesaria para la importación y exportación de carbón, sino también la renuencia de los compradores a sustituir petróleo por carbón en la medida que desearían sus gobiernos. Sólo en el caso de la energía nuclear hemos supuesto que toda la capacidad, una vez completada, se utilizará a carga básica (excepto en Francia, quizá, donde la exitosa expansión de la capacidad podría generar, hacia fines del decenio, algunos problemas de factor de carga).

Así, pues, los pronósticos de Jensen Associates sobre hidrocarburos y sobre energéticos en general se apoyan explícitamente en una acumulación de opiniones profesionales, relacionadas en algunos casos con nuestra computadora, pero sin manejar modelos específicos (excepto en el caso de algunos elementos de la oferta).

En esas opiniones acerca de la demanda de energía y petróleo, tomamos en cuenta:

—Todas las previsiones económicas y energéticas gubernamentales publicadas, y todos los análisis críticos de tales pronósticos elaborados por organismos intergubernamentales como la OCDE, la CEE y el Banco Mundial.

—Una gama tan amplia como podamos conseguir o intercambiar de pronósticos formulados por empresas petroleras y otros profesionales del ramo, así como una gama igualmente amplia de discusiones y análisis con expertos sobre la metodología deseable y posible.

—Nuestras propias previsiones energéticas sectoriales para Estados Unidos, Canadá y algunas de las principales economías de la OCDE.

—Los índices históricos y recientes de consumo de energía y petróleo por unidad de producto económico en todas las economías desarrolladas, sobre todo en el resto de la Europa de la OCDE.

—Índices similares de consumo de energía y petróleo por unidad de producto, y en algunos casos cocientes incrementales energía-producto, para los países de la OPEP, los NOPEC y las ECP.

Los puntos débiles de las técnicas de pronóstico

En nuestra opinión, nadie ha analizado aún satisfactoriamente el efecto macroeconómico de los cambios de precio del petróleo en el crecimiento económico de los países importadores, aunque es claro que la sacudida de 1973-1974 contuvo el PIB de la OCDE durante algunos años. En el decenio de los ochenta, si los precios reales del crudo se mantienen más estables, podría no volver a ocurrir este fenómeno, al que a veces se denomina, con cierto dramatismo, "crecimiento restringido por la energía". A menos que ocurra algún cambio súbito del precio, o hasta el momento en que ello suceda (hacia arriba debido a alguna crisis política en el Golfo Pérsico, o quizá hacia abajo si se restablece la paz entre Irán e Iraq), podrán posponerse

nuevos efectos agudos de la elasticidad-precio. Sin embargo, como suponemos que la elasticidad-precio de la demanda puede tardar de 10 a 20 años en manifestar todos sus efectos, concluimos que algunos reflejos del aumento de 1973-1974 pueden extenderse durante los años ochenta, y que los de 1979-1980 harán sentir un efecto dominante en la demanda en el correr de ese decenio.

En la previsión de 1981 no hemos incorporado márgenes cuantitativos específicos para la elasticidad-precio, porque no disponemos de índices adecuadamente completos y confiables sobre los precios de la energía en un espectro lo bastante amplio de países. Empero, con fines comparativos y de sensibilidad, hemos manejado ciertos cálculos paralelos suponiendo una elasticidad-ingreso del consumo final de energía con respecto al PIB igual a la unidad para ciertas economías de la OCDE (lo cual constituye una simplificación excesiva, pero es conveniente desde el punto de vista aritmético), elasticidades-precio de 0.4-0.6 durante 15 años y cambios en la relación de la demanda total de energía primaria con respecto al consumo energético final según el crecimiento relativo del consumo de electricidad en la energía total. Los resultados obtenidos no parecen incongruentes con nuestros pronósticos para dichas economías. No obstante, la debilidad de los datos básicos sobre precios energéticos, la incertidumbre acerca de los rezagos entre los movimientos del precio del petróleo y los precios energéticos generales y la incertidumbre adicional acerca del "perfil temporal" de los efectos de la elasticidad-precio, hacen que este tratamiento de los efectos de los precios, aunque muy conveniente, sea un instrumento de valor limitado para la formulación de pronósticos.

Desde un punto de vista práctico, tememos que haya una debilidad más grave en nuestra metodología: la limitación de nuestros conocimientos (y, en general, de los datos publicados) sobre cuestiones energéticas en ciertas regiones que serán cruciales en los futuros cambios de la demanda. Para los países de la OPEP, los NOPEP y las ECP, los datos generalmente disponibles sobre el consumo de energía y otros aspectos económicos son mucho más incompletos que los que existen para los países de la OCDE. Sin embargo, casi todos los cambios en la demanda total de hidrocarburos que se prevén para el decenio ocurren, precisamente, en esas economías sobre las cuales disponemos de pocos datos. En los pronósticos de publicación más reciente, las divergencias mayores aparecen en las posibilidades de la oferta y la demanda de esos países.

Por ejemplo, según nuestros pronósticos, en 1990 tanto la región de los NOPEP¹¹ como las ECP estarán en una posición exportadora neta de crudo. Por el contrario, otros profesionales cuya opinión respetamos creen

¹¹ Es cierto que esta clasificación incluye a México, que representa la mayor parte del aumento supuesto de producción y de exportaciones netas.

Cuadro 1

Comercio y demanda neta de petróleo y líquidos del gas natural de la OPEP, 1979-1990 (mtpe)

<i>Regiones</i>	<i>1979</i>	<i>1985</i>	<i>1990</i>
Canadá	3	(2)	1
Estados Unidos	352	275	320
OCDE Europa	579	457	453
Japón	261	237	228
Otros OCDE (Pacífico)	15	13	18
Subtotal OCDE	1210	980	1020
NOPEP	109	40	(26)
URSS y Europa Oriental	(55)	(81)	(71)
China	(10)	(10)	(21)
Consumo interno OPEP	111	196	288
Calderas marinas internacionales	160	120	123
Demanda neta total a la OPEP	1525	1245	1313
	(mbd)		
Crudo	29.80	23.50	24.51
Líquidos del gas natural	0.70	1.40	1.75
TOTAL	30.50	24.90	26.26

Fuente: Jensen Associates Inc.

Cuadro 2

**Indices de consumo: energía total, crudo y líquidos del gas natural (lgn), y gas; proyecciones a 1985 y 1990
(1979 = 100)**

	<i>1979</i>	<i>1985</i>	<i>1990</i>
OCDE			
Energía total		105	115
Crudo/lgn	100	90	90
Gas		109	112
NOPEP			
Energía total		133	171
Crudo/lgn	100	124	146
Gas		156	204
OPEP			
Energía total		168	248
Crudo/lgn	100	177	259
Gas		159	233
ECP			
Energía total		117	138
Crudo/lgn	100	100	108
Gas		146	168

Fuente: Jensen Associates, INC.

que en ese momento ambas regiones serán importadoras netas y por montos significativos. Esta variación puede implicar una diferencia de cuatro a seis millones de barriles diarios en la demanda de crudo de la OPEP en 1990 y, por consiguiente, en todas las hipótesis sobre el curso de los precios del petróleo. Empero, a menos que podamos contar con mejoras significativas en la cobertura y la confiabilidad de las estadísticas energéticas de los países no pertenecientes a la OCDE (estadísticas que hoy virtualmente no existen), es probable que subsista este rango de variación potencial, y que aumente en proporción al crecimiento de la demanda de estas regiones.

Los pronósticos anteriores y los resultados

Como hemos mencionado, en Jensen Associates no creemos que un pronóstico pueda resultar "acertado" o "equivocado". Por supuesto, comparamos nuestros pronósticos con lo que eventualmente ocurre. Sin embargo, nos sorprendería y nos pondría muy escépticos si un pronóstico nuestro resultase coincidir exactamente con lo ocurrido en verdad en los años que cubre. (Hasta ahora, hemos tenido muy pocas oportunidades de experimentar este tipo de sorpresas.)

En nuestra previsión general anterior, elaborada a mediados de 1978, pronosticamos una demanda total energética de la OCDE en 1980 de 3853 mtp, excluidas calderas; la cifra real fue de 3776 mtp, de modo que nos excedimos en 2%, más o menos, al prever con dos años y medio de anticipación. Pronosticamos en 1245 mtp las importaciones netas de petróleo de la OCDE para 1980; parecen haber sido 6% inferiores. Nuestro pronóstico de la demanda de gas de la OCDE para ese año, de 700 mtp, fue 5% inferior a la cifra real de 734 mtp, pero nuestro pronóstico de las importaciones resultó demasiado alto debido a que se pospusieron las entregas de Argelia. Estos pronósticos de plazo muy corto, que por ahora son los únicos que podemos comparar con la realidad, tomaban en cuenta una recesión económica hacia fines de los años setenta. Empero, no consideraban adecuadamente los ahorros mucho más eficaces en el consumo de energía y petróleo que lograron los países de la OCDE.

En el caso de otras regiones, y siempre para 1980, previmos que las importaciones netas de crudo de los NOPEP serían de 69 mtp (en realidad fueron de 65 mtp), y que las exportaciones netas de las ECP serían de 91 mtp, las que en realidad fueron de unos 78 mtp. Para los países de la OPEP previmos una demanda neta, incluido su consumo interno, de 1510 mtp; el resultado real, después del aumento del precio de 1979, fue muy inferior: 1340 mtp.

Sin embargo, las mayores divergencias entre nuestros pronósticos de 1978 y 1981 radican en nuestras expectativas para el decenio de los ochenta. Antes suponíamos una recesión menos grave para comienzos de la década que

la que esperamos hoy (y nuestro cálculo actual bien podría ser demasiado optimista todavía); creíamos además que el ahorro de petróleo sería mucho menor que lo calculado hoy en día. Por tanto, suponíamos que la demanda de petróleo de la OCDE crecería alrededor de 8% de 1980 a 1985, y que igualaría o excedería la disposición de la OPEP a suministrarlo en 1990. Ahora vemos que la demanda de la OCDE ha caído de manera aguda desde 1979, y esperamos que se mantenga más o menos plana durante el resto del decenio. Nuestras expectativas sobre la producción interna de crudo de la OCDE no han cambiado significativamente. En consecuencia, la reducción de la demanda que prevemos hoy nos lleva a reducir nuestro pronóstico sobre las importaciones.

Todo esto no sólo produce un giro en redondo de nuestras expectativas sobre las exportaciones netas de los NOPEP y las ECP, sino que reduce en alrededor de 30% nuestras estimaciones de la demanda mínima de petróleo de la OPEP para 1985, y más aún para 1990. De nuestros horizontes de mediano plazo han desaparecido los agudos aumentos de precio que, en nuestra opinión anterior, podrían ocurrir dado que todo el mundo suponía que tendrían lugar en unos pocos años. Empero, debemos señalar que en 1980 ya tuvieron lugar aumentos tan grandes como los que suponíamos para mediados del decenio; es decir, ocurrieron cinco años más temprano. Esto no excusa, aunque explica parcialmente, que tanto nosotros como otros profesionales hayamos otorgado una atención tan insuficiente, hace tres años y medio, a los primeros signos del ahorro de petróleo inducido, en las economías importadoras, por la primera sacudida de los precios.

TRES ENFOQUES DE LAS PERSPECTIVAS DEL MERCADO PETROLERO MUNDIAL EN LOS AÑOS OCHENTA

Oystein Noreng

1. Introducción

El propósito de este trabajo es analizar brevemente las perspectivas del mercado mundial del petróleo para el decenio de los ochenta, según tres enfoques distintos: a) un estudio convencional del mercado; b) un punto de vista cíclico; c) un análisis estructural dinámico. Después se compararán, también con brevedad, con el objeto de lograr un enfoque sintético. Comencemos con un análisis de los principales problemas estructurales que aparecen en el mercado petrolero internacional.

2. Los problemas estructurales del mercado

Una parte esencial de la incertidumbre acerca de lo que ocurrirá en el mercado petrolero mundial en los años ochenta obedece a la transformación fundamental que éste sufrió en el decenio anterior, transformación que afectó a su estructura, sus instituciones, sus relaciones de poder y la naturaleza de sus transacciones. Hasta ahora no es mucha la experiencia que pudiera servir de base para juzgar cómo funciona el nuevo régimen, ni es posible asegurar hoy, a comienzos del decenio de los ochenta, si en verdad se ha completado la transición del régimen antiguo al actual. En la medida en que ello no haya ocurrido, subsiste la posibilidad de que ocurran otros cambios estructurales, lo que haría más probable que se generen nuevas sorpresas y nuevas discontinuidades en ese mercado.

El régimen anterior puede caracterizarse como un cártel, formal o informal, constituido por un número limitado de empresas petroleras internacionales integradas verticalmente. La mayor parte del crudo se transfería

entre distintos sectores de una misma organización. Sólo un pequeño porcentaje (probablemente inferior a 10% hasta los años sesenta) se comerciaba entre compradores y vendedores independientes entre sí. Las decisiones sobre comercialización y extracción se coordinaban en buena medida en el seno de las mismas organizaciones, lo cual ayudaba a sincronizar los mecanismos de oferta y demanda en el mercado. A su vez, esto facilitaba la planeación y reducía las posibilidades de escasez o de sobreproducción, lo cual otorgaba a un tiempo un alto grado de flexibilidad a las empresas y una buena dosis de seguridad con respecto al abastecimiento a los consumidores. Por ejemplo, éstos sólo sufrieron problemas menores a causa de las crisis de 1956 y 1967.

Los países exportadores manifestaron por primera vez su independencia en materia de política petrolera alrededor de 1969-1970, cuando Libia estableció restricciones selectivas a sus ventas. En 1973-1974 los miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) asumieron la fijación de los precios. Desde entonces, la industria del petróleo ha sido nacionalizada, en forma tal o parcial, en virtualmente todos los países exportadores de cierta importancia. A fines de los años setenta comenzaron a controlar cada vez más el proceso de comercialización. Hoy en día los gobiernos o las empresas petroleras nacionales comercializan alrededor de 70% del crudo que se exporta. Además, la OPEP está elaborando una estrategia de comercialización, que puede llegar a tener gran importancia y representar un paso adicional en el camino del viejo sistema hacia el nuevo.

El nuevo régimen petrolero se caracteriza por la desintegración y la asimetría. La primera se manifiesta tanto en la relación entre oferta y demanda como en el seno de la propia demanda. La nacionalización de la industria y de las exportaciones en la mayoría de los países significa que la mayor parte de las transacciones internacionales ocurre entre vendedores y compradores independientes entre sí. Además, en la demanda creció de manera considerable la cantidad de empresas y refinerías pequeñas, que compran crudo y venden derivados. El resultado es una estructura del mercado muy asimétrica. En tanto que la oferta está dominada por unos pocos gobiernos y empresas nacionales, la demanda está integrada por varios cientos de compañías que compiten entre sí, grandes y pequeñas, privadas y públicas, independientes e internacionales.

Esta desintegración implica que hoy en día el mercado petrolero se parece más que nunca a un mercado normal, en el cual la mayor parte de las transacciones ocurre entre vendedores y compradores independientes entre sí. Así, los mecanismos de oferta y demanda ya no están sincronizados, lo que aumenta la posibilidad de escaseces, excesos de oferta e inestabilidad. Al mismo tiempo, la creciente diferenciación de las operaciones (entre el mercado *spot*, el mercado a término y el de contratos a largo plazo) genera nuevas posibilidades de inestabilidad; por ejemplo, un exceso de oferta o de demanda en el mercado *spot* puede repercutir en el mercado a término, y

aun ocasionar el traslado de operaciones de uno a otro. En este sentido, es fundamental considerar que la propia asimetría estructural del mercado petrolero, en el cual son pocos quienes deciden por el lado de la oferta y muchos quienes lo hacen entre los demandantes, significa que los ajustes tengan lugar de distintos modos. Es más fácil para los ofertantes manejar un eventual exceso del producto reduciendo los volúmenes ofrecidos, que para los demandantes afrontar una escasez disminuyendo sus compras. Por consiguiente, los ajustes tienden a ocurrir a la baja en la cantidad y al alza en los precios. En resumen, la estructura asimétrica actual implica que el poder está en manos de la oferta. Parece que esta situación sólo podría modificarse creando una estructura más equilibrada, es decir, reduciendo la cantidad de quienes deciden en el lado de la demanda o aumentando las unidades que integran la oferta.

La configuración actual del mercado petrolero se apoya en determinada estructura técnico-económica, que se caracteriza por la elevada concentración geográfica de las reservas (lo cual conforma de cierto modo la oferta) y por la dispersión, tanto geográfica como política y económica, de la demanda, junto con la inexistencia de productos que pudieran sustituir al petróleo con facilidad. Para que se modificara significativamente tal estructura, tendrían que cambiar las condiciones técnico-económicas. Ese cambio puede ocurrir debido a avances tecnológicos, quizá con la ayuda de un drástico aumento del precio del petróleo, pero es evidente que debe transcurrir un largo lapso hasta que tales avances tengan un efecto práctico en el mercado. Por último, considérese que aún no estamos muy cerca de alcanzar tales adelantos, como la producción de crudo sintético a partir del carbón, de una manera aceptable económica y ecológicamente.

En la estructura actual del mercado, la OPEP es un factor clave de la oferta. La importancia de esta organización para determinar los precios del crudo varía de modo considerable a lo largo del tiempo, pero sus integrantes producen alrededor de 80% del petróleo que se comercia en el mercado internacional. Las fluctuaciones de su importacia y eficacia obedecen al conflicto de intereses y a las cambiantes relaciones de poder en su seno, que dependen de las condiciones del mercado.

La OPEP suele dividirse en un pequeño número de miembros con grandes reservas de crudo, que aspiran a una evolución moderada de su precio, y una cantidad mayor de integrantes, con reservas grandes o pequeñas, que desean aumentos más rápidos. El efecto de las condiciones del mercado es el siguiente: una gran demanda lleva a los "moderados" a aumentar su producción para contener la presión sobre los precios; estos países se acercan gradualmente a su capacidad de producción total y, cuando la alcanzan, pierden su control del mercado. Por otro lado, una demanda baja implica que los "moderados" puedan disminuir su producción, con lo cual restablecen su capacidad de reserva y, por consiguiente, su posición de poder. Puede sostenerse, por tanto, que la OPEP tiene una importancia práctica

en el mercado mundial sólo durante los periodos de demanda escasa, cuando los moderados disfrutan de una posición favorable. Así, la influencia de la organización es cíclica y conduce a establecer una cota inferior para los precios durante los periodos de baja demanda, más que a fijar una superior cuando ésta es muy elevada. Esto parece confirmar la hipótesis de que los ajustes en el mercado ocurren hacia arriba en los precios y hacia abajo en las cantidades.

Las condiciones internas de la OPEP cambiarán considerablemente en los próximos diez a veinte años. Para algunos países, sus limitadas reservas y el gran aumento de su consumo de energía entrañarán una disminución de sus exportaciones de crudo; es el caso de Argelia, Indonesia y Nigeria, así como el de algunos miembros de menor importancia como Ecuador y Gabón. Esto parecería reforzar la posición de los moderados de la OPEP, en particular la de Arabia Saudita. Empero, desde otro punto de vista, la caída de las exportaciones de aquellos países aumentará la presión sobre los precios y sobre quienes desean mantenerlos relativamente bajos. Éstos se enfrentarán, cada vez más, a un incómodo dilema: permitir el aumento de los precios a niveles que consideran indeseables, o aceptar una tasa de disminución de sus reservas mayor que la óptima según sus políticas nacionales.

En cierta medida, la caída de las exportaciones de la OPEP será compensada con las ventas crecientes de nuevos exportadores, como México, Noruega y, eventualmente, Egipto, la Costa de Marfil, Malasia y Vietnam. No obstante, el aumento que puede esperarse de estos recién llegados es bastante limitado si se lo compara con la caída previsible de las exportaciones de la OPEP. Hoy en día la potencialidad de exportación de esta organización está lejos de utilizarse plenamente, lo cual constituye cierto margen de seguridad y podría modificar la mencionada caída de las ventas. Empero, mantener estables las ventas totales de la OPEP requerirá aumentar las exportaciones y la tasa de disminución de reservas en unos pocos países (sobre todo en Arabia Saudita, Iraq y Kuwait). No es seguro que éstos acepten tal aumento de su tasa de extracción, a la vez que un incremento de sus exportaciones implicará concentrar más el riesgo político que corren los consumidores de crudo. Además de los enfrentamientos internacionales en el Cercano Oriente y la región del Golfo Pérsico, no puede descartarse la posibilidad de conflictos internos en algunos países.

Por tanto, la reestructuración de la OPEP (el pasaje de muchos a pocos exportadores) sólo podrá ocurrir de un modo estable si los diversos conflictos latentes se resuelven de manera pacífica o se mantienen en estado de latencia. De lo contrario, la reestructuración estará signada por crisis y por una escasez recurrente.

La estructura actual del mercado petrolero mundial, que previsiblemente se mantendrá todavía durante el decenio de los ochenta, otorga una gran

libertad de acción en materia petrolera a unos pocos países exportadores, lo cual también implica un buen margen de autonomía política. Esto es válido tanto para los principales países de la OPEP (Arabia Saudita, Kuwait e Iraq) como para los más importantes entre los recién llegados, como México y Noruega. En un mercado temporal más o menos amplio, estos países disfrutaban de una gran libertad para fijar sus volúmenes de exportación. Al mismo tiempo, es evidente que esos volúmenes, en los países que estamos considerando, se determinan mediante criterios muy complejos, que trascienden los meramente económicos, y que en algunos casos los factores políticos pueden ser decisivos. Por un lado, esto significa que las condiciones políticas, como la situación en el Cercano Oriente y la relación Norte-Sur, pueden influir en las políticas petroleras de algunos países productores. Por otro lado, éstos pueden utilizar su política petrolera en la búsqueda de ciertos objetivos de sus políticas exteriores y de comercio internacional. Es decir, que el mercado petrolero mundial está cada vez más condicionado por factores políticos, y no sólo por las fuerzas económicas subyacentes.

En este sentido, merece mención especial la política comercial de la OPEP, a pesar de que hasta ahora sólo se ha puesto en práctica de modo parcial. Su objetivo consiste en asegurar la estabilidad de los ingresos de los países exportadores y, al mismo tiempo, reducir la importancia del mercado *spot*. El instrumento principal es la venta del crudo, eventualmente junto con un paquete de derivados, mediante contratos estables y de largo plazo, que admiten muy poca o ninguna desviación de los volúmenes regulares convenidos y que prohíben la reventa del crudo sin una autorización especial del vendedor original. De esa manera, el peso de mantener existencias y absorber las variaciones estacionales de la demanda se transfiere de los países exportadores a las empresas, al tiempo que aquéllos se aseguran la estabilidad de sus ingresos. Sin embargo, este mecanismo genera una gran rigidez en las transacciones regulares, que estimula al mercado *spot* volátil en lugar de limitarlo, e incluso podría dar origen a un mercado *spot* de derivados, lo cual transferiría a éstos parte de la renta del crudo, por lo menos periódicamente. Una secuela lógica de la estrategia comercial de la OPEP sería controlar tanto el mercado de subproductos como las existencias de empresas y refinerías, pero esto exigiría un formidable aparato de control del que la organización no dispone hoy en día.

Dada esta situación, la perspectiva para los años ochenta es ambigua. Está en curso, sin duda, cierto proceso de cambio estructural. Se modifica la pauta de las exportaciones de la OPEP, que se concentran en menos países, al tiempo que adquieren importancia como exportadores unos pocos países que no pertenecen a la organización. Esta tendencia parece confirmar la asimetría mencionada del mercado petrolero mundial, con una concentración de la oferta y una dispersión de la demanda. Por lo general, ello da lugar a relaciones de poder desiguales en favor de la oferta, que fundamentan la permanente diferencia de los ajustes: hacia arriba en precios, hacia

abajo en cantidades. La aplicación ulterior de la estrategia comercial de la OPEP, que eventualmente también podrían adoptar los nuevos exportadores que no la integran, parece una secuela lógica del cambio estructural que ha tenido lugar en el mercado desde comienzos de los años setenta. Empero, no es posible saber todavía cómo afectarán estos cambios, en la práctica, al mercado. En determinadas condiciones, la concentración de la oferta en unos pocos países podría estabilizarlo, siempre que estos países tuvieran intereses económicos diferenciados y distintos grados de estabilidad política. La aplicación de la nueva estrategia de comercialización de la OPEP podría aumentar la rigidez del mercado y, en ciertas condiciones, generar una transferencia de rentas desde el petróleo hacia sus derivados. A pesar de que la situación parece tender hacia una creciente escasez y mayores precios, no se puede vaticinar cómo afectará eso el mercado durante los años ochenta. Por consiguiente, es interesante analizar el mercado petrolero a la luz de diversas teorías.

3. La perspectiva convencional

El análisis convencional de un mercado suele basarse en la información más reciente disponible sobre la oferta, la demanda y los precios. La ventaja del método radica en que permite tomar en consideración la evolución más reciente de los parámetros cruciales, tales como la elasticidad de precios e ingresos. La desventaja consiste en el riesgo de reflejar condiciones coyunturales y, por consiguiente, arrojar resultados que sólo tienen interés en el corto plazo. Con este método también se corre el peligro de subestimar las condiciones estructurales y las tensiones latentes del mercado. No obstante, el enfoque puede ser útil para analizar el efecto de los cambios más recientes.

Desde el verano de 1980, la característica más obvia del mercado petrolero ha sido el exceso de crudo, la considerable capacidad ociosa por el lado de la oferta y la caída de los precios reales. La capacidad total de la OPEP puede estimarse en 40.6 millones de barriles diarios (mbd), además de una capacidad total de unos 25 mbd en el resto del mundo occidental; en total, más de 65 mbd. En el largo plazo, es probable que la capacidad total permanente (es decir, que puede mantenerse por un lapso prolongado) oscile alrededor de 35 mbd en la OPEP y de 23 mbd en el resto de Occidente. En la actualidad, la capacidad permanente está en expansión en algunos países de la OPEP (sobre todo Arabia Saudita e Iraq) y en algunos más periféricos (como Canadá, China, Egipto, México, Noruega, Vietnam, etc.), en tanto que declina en Estados Unidos e Irán, por razones físicas y políticas, respectivamente. Por tanto, no es seguro en qué dirección variará la capacidad permanente en el largo plazo.

Empero, sería erróneo establecer una relación lineal entre la capacidad permanente y el nivel real de extracción. Como hemos señalado, la oferta

petrolera de cada país depende de varios y complejos factores económicos y políticos, entre los cuales sin duda la capacidad permanente no es el de mayor importancia, excepto en casos marginales, como los de Noruega y el Reino Unido, en que el costo de la capacidad ociosa es prohibitivo.

En tanto que la capacidad permanente establece una cota superior para la extracción y la exportación de la OPEP, no es seguro dónde se colocaría la cota inferior. Se ha especulado mucho con que la necesidad de ingresos obligaría a los países miembros a mantener determinado nivel mínimo de exportaciones; en todo caso, este nivel está en relación inversa con el precio del petróleo: cuanto más alto sea éste, menor será el volumen que deban exportar los miembros de la Organización por razones económicas. Debe señalarse que en 1981, con precios muy altos pero una demanda excepcionalmente baja, estos países de las arreglaron para subsistir con exportaciones muy reducidas. En septiembre de 1981 la extracción total de la OPEP era de 20.5 mbd, cuando dos años antes había sido de 31.6 millones. Este dato indica la flexibilidad y la libertad de acción de que goza la OPEP a los precios actuales. Además, varios países de la organización disponen de considerables reservas financieras, a las que podrían recurrir de ser necesario.

Recientemente ha habido una drástica reducción de la demanda petrolera. En 1981, el consumo promedio del mundo occidental podría estimarse en unos 47.3 mbd, frente a un promedio de 52.5 millones de 1979; esto significa una disminución de alrededor de 10% en dos años. Hay razones para creer que esta caída de la demanda se debe, cuando menos en parte, al bajo nivel de la actividad económica en 1981, tanto en los países de la OCDE como en algunos en desarrollo, pero es obvio que cierta parte obedece también al aumento de precios, el cual estimuló el ahorro de energía y la sustitución del petróleo por otras fuentes. Aun no se dispone de datos confiables sobre las causas precisas de esta caída de la demanda, en particular acerca de la oposición del efecto precio y el efecto ingreso. Además, es difícil distinguir el efecto precio del primer aumento (1973-1974), que se manifestó sobre todo en cambios en la composición del capital, de las consecuencias del segundo aumento (1979-1980), que se sintieron fundamentalmente en los patrones de consumo. En tal situación, es difícil tener una opinión razonablemente fundada sobre la evolución futura de la demanda, sobre todo dadas las inciertas perspectivas de la economía. Podría suponerse, en principio, que durante el decenio de los ochenta habrá una caída moderada de la demanda de la OCDE y un aumento en los países en desarrollo, y que probablemente este aumento compensará, cuando menos, aquella caída hasta 1990.

Bajo tales supuestos, no parece que el equilibrio global del mercado petrolero vaya a constituir un gran problema durante el decenio de los ochenta. Puede esperarse que, en promedio, la demanda agregada aumente cuando mucho 1% anual. Dada la expansión de las exportaciones de los países que no integran la OPEP, no es probable que la demanda por el petróleo de la

organización haga alcanzar a ésta su límite de capacidad permanente, y ni siquiera el nivel que alcanzó en 1979. Por tanto, las condiciones del mercado deberían permitir la puesta en práctica de la estrategia de precios a largo plazo de la OPEP, según la cual el precio real del petróleo debe vincularse con las tasas de crecimiento económico de los países de la OCDE. Este criterio podría dar como resultado un incremento promedio del precio real de 2 a 3 por ciento anual durante el decenio, lo que llevaría el precio del crudo a 40-50 dólares por barril en 1990, medido a precios de 1981.

Estas condiciones también favorecerían una aplicación gradual y cuidadosa de la estrategia comercial de la OPEP. Lo más razonable sería que ello ocurriera en estrecha cooperación con la industria petrolera internacional, y que las empresas conservasen un papel importante en la distribución, refinación y comercialización del crudo.

Según este enfoque convencional, no se prevé un alto riesgo político para el mercado petrolero; en consecuencia, sería bastante escaso el peligro de modificaciones abruptas de los precios. Este bajo riesgo puede atribuirse, por un lado, a la gran capacidad ociosa actual de los países de la OPEP y a la improbabilidad de que la demanda por su petróleo alcance el máximo histórico de 1979; por otro, a los importantes cambios estructurales que están ocurriendo en la demanda. Por consiguiente, y según este punto de vista, el aumento del precio de 1979-1980 parece haber quietado la situación del mercado por un buen tiempo. Aparentemente, para los propios países exportadores es hoy vital evitar un nuevo período de turbulencia y de aumentos imprevistos del precio, para no comprometer sus ingresos futuros y su posición negociadora acelerando el cambio estructural del mercado energético mundial.

4. La perspectiva de los ciclos

Este enfoque se apoya en el supuesto de que la estructura actual del mercado petrolero se asemeja a la del mercado de cualquier otro producto; por consiguiente, la posibilidad de que se presenten excesos y escaseces, debido a la falta de coordinación de las decisiones de ofertantes y demandantes, crea la potencialidad de que ocurran movimientos cíclicos. La experiencia del decenio de los setenta indica que periodos bastante largos de exceso de oferta se alternan con lapsos más cortos de tensión, durante los cuales el mercado está especialmente sensible ante las rupturas y crisis. Sin embargo, el conocimiento que se tiene de estas tendencias cíclicas, y de la correspondiente dinámica del mercado, es todavía muy rudimentario.

La demanda de petróleo es un factor compuesto, que debe desagregarse. Se compone del consumo real y de las variaciones de las existencias, y está integrada tanto por el mercado del crudo como por el de sus derivados. En la estructura actual del mercado, las variaciones de las existencias son bas-

tante espontáneas, y no dependen de consideraciones de planificación a largo plazo. Así, los cambios en los inventarios parecen amplificar las fluctuaciones del mercado causadas por las variaciones del consumo real. Por ejemplo, en un período de aumento del consumo es racional que una compañía o refinería aumente sus existencias, tanto como es racional recurrir a sus reservas y disminuir su inventario en períodos en que el consumo decae. Como consecuencia, el mercado mundial se vuelve particularmente sensible en las épocas en que aumenta el consumo, y lo es bastante menos cuando éste disminuye. Por ejemplo, las perturbaciones ocasionadas en el mercado por la Revolución iraní, en 1979, fueron dramáticas, porque aumentaron la demanda en un periodo en que ésta era creciente; en cambio, la disminución de la oferta ocasionada por el estallido de hostilidades entre Iraq e Irán, en 1980, tuvo un efecto mínimo, en parte, por lo menos, porque el consumo estaba decayendo y las existencias todavía eran altas.

La separación insitucional entre los tres mercados, el de los consumidores, el de derivados y el de crudo, hace que, cuando surge un aumento del consumo después de un periodo de baja demanda, las compañías y las refinerías suelen encontrarse con inventarios bastante reducidos. Además, las refinerías tienden a satisfacer el aumento del consumo, al principio, recurriendo a sus existencias de derivados. Esto ocasiona un aumento gradual de los precios en el mercado *spot* de estos productos, y después en el mercado *spot* del crudo debido a que las refinerías tienden a incrementar sus inventarios para anticiparse a los precios más altos del petróleo que resultarán de la creciente demanda. Durante esta fase, el mercado mundial del crudo es muy sensible a cualquier sacudida, e incluso un recorte pequeño de los suministros puede ocasionar un aumento importante del precio. Después decae la demanda; las existencias de derivados aumentan; los precios caen, primero en el mercado *spot* de refinados y después en el del crudo, cuando cede la demanda de éste. Señalemos, una vez más, que las variaciones de la demanda agregada tienden a reforzar la posición de diferentes grupos entre los exportadores. Durante los períodos de gran demanda las condiciones favorecen a los "radicales" que propugnan los precios altos, quienes pueden aumentarlos, por ejemplo, al transferir operaciones del mercado a término al mercado *spot*, en tanto que las cartas favorecen a los moderados durante los períodos en que baja la demanda agregada.

De este modo, los países exportadores envían al mercado señales ambiguas. Después de la sacudida provocada por un aumento, que en principio debería ser un fuerte estímulo para la conservación energética y para la sustitución del petróleo por otras fuentes, el mercado recibe durante un periodo subsiguiente bastante largo señales contrarias, en la forma de precios reales declinantes, que contradicen el efecto del aumento inicial. Por tanto, la estructura de la demanda se modifica con más lentitud de lo que cambiaría con una evolución más gradual de los precios. Así se suceden los movimientos cíclicos, y los países exportadores pueden aumentar muy con-

siderablemente su poder real de compra a intervalos regulares, al tiempo que mantienen los cimientos de nuevos aumentos futuros. Esta política ambigua puede considerarse, quizá, expresión de una estrategia cínica tendiente a mantener a los consumidores en la incertidumbre perpetua, pero más bien es un resultado de las fuerzas del mercado (en este caso, podría decirse que se unen las manos invisibles de Adam Smith y Maquiavelo).

Aunque el petróleo, considerado como un insumo, tiene una importancia limitada para las economías de los países de la OCDE, y aun para las de la mayoría de las naciones en desarrollo, los aumentos súbitos de su precio constituyen un problema macroeconómico internacional importante. Hoy en día, el petróleo es el producto más importante del comercio internacional, medido en valor, y la baja elasticidad-precio de su demanda, en el corto plazo, convierte las modificaciones de precio en súbitas transferencias de ingreso de los países importadores a los exportadores. Esto tiene un efecto deflacionario en las economías de los primeros, sobre todo los de la OCDE, lo cual produce a su vez una caída de la demanda de petróleo y de sus precios reales. Después de poco tiempo, el excedente financiero de la OPEP se reduce de manera considerable, y se restaura el equilibrio comercial entre los países de la OPEP y los de la OCDE, lo cual se convierte en un fuerte estímulo para el crecimiento económico de éstos. De nueva cuenta, se genera así un aumento de la demanda de petróleo por parte de estos países y de muchos en desarrollo, porque se han conservado intactos segmentos esenciales de la estructura de la demanda, y se produce un nuevo aumento del precio. Y así sucesivamente. Si uno fuese un cínico, podría decir que, en esta perspectiva, el precio del petróleo siempre es lo bastante alto para impedir el crecimiento económico sostenido de los países de la OCDE y lo bastante bajo para impedir un cambio estructural profundo en el sector energético.

De modo rudimentario, esta teoría cíclica puede resumirse así:

1) Aumenta la actividad económica en la OCDE, lo que ocasiona un aumento de la demanda de petróleo; después de un tiempo, aumentan los precios en los mercados *spot* de refinados y de crudo, a la vez que se recurre a las existencias, que disminuyen; la extracción y la exportación de la OPEP se acercan a su límite superior políticamente aceptable.

2) El aumento de la demanda del petróleo de la OPEP, aunado al acercamiento de la extracción a su límite político, crea una situación tensa en el mercado mundial, muy sensible aun a pequeñas sacudidas; una leve reducción del suministro, o una transferencia de transacciones del mercado a plazo al *spot*, pueden desencadenar un aumento tanto del precio como de la demanda del crudo, en función de las expectativas de nuevos aumentos de precio; después de un tiempo se alcanza un nuevo equilibrio, a un precio mucho más alto, una vez que han ocurrido modificaciones tanto en los patrones de la oferta como en la curva de la demanda; los ajustes ocurren en los precios y no en las cantidades, por lo menos al principio (los ajustes en las

cantidades sólo se producen después); el aumento de los precios del crudo *spot* es seguido por un aumento de los precios de venta oficiales de los países exportadores, que desean apropiarse así una parte mayor de la renta económica diferencial.

3) La sacudida ocasionada por el aumento del precio tiene un efecto deflacionario en las economías de la OCDE, sobre todo porque suele seguirla una serie de medidas económicas recesivas, para reducir más la demanda de petróleo; esto conduce a una caída considerable de esa demanda, a un exceso de oferta en el mercado y a la caída de los precios reales; tarde o temprano, los países de la OPEP deben reducir el volumen de su exportación, lo cual, aunado a la caída de los precios reales, hace que desaparezca el superávit financiero de la OPEP, y que se restablezca el equilibrio comercial entre ésta y la zona de la OCDE.

Tentativamente, una visión retrospectiva de los movimientos cíclicos podría clasificarlos así:

	Fases		
	1 – Aumento de la demanda	2 – Sacudida de los precios	3 – Exceso de oferta
Años	1969-1970	1970-1971	1971-1972
	1972-1973	1973-1974	1974-1978
	1978-1979	1979-1980	1980- ?

En esta perspectiva, en el verano 1981-1982 el mercado petrolero mundial está en la tercera fase de su tercer ciclo desde que los países exportadores empezaron a pesar en la política petrolera. El primer ciclo fue menos violento y más corto que los siguientes porque el cambio institucional en el mercado todavía no se había completado. Si esta pauta persiste, el exceso actual de la oferta podría durar varios años, pero un aumento del crecimiento económico de la OCDE podría tensar al mercado mundial y crear la posibilidad de otra sacudida brusca de los precios.

En cierto grado, la información más reciente del mercado petrolero parece confirmar esta hipótesis. En 1981 hubo una considerable disminución de los inventarios, inducida por la caída de los precios reales y por las altas tasas de interés. Al contrario que en años anteriores, las existencias se redujeron también en el tercer trimestre de 1981, y se estima que la disminución en todo el año será de unos 420 millones de barriles, es decir, 1.2 mbd. Al mismo tiempo, la decisión de la OPEP de congelar el precio del barril en 34 dólares hasta fines de 1982 significa una caída considerable del precio real desde fines de 1980, cuando el precio promedio del barril era de 37 dólares. Para Estados Unidos, esto entraña una disminución del precio real del petróleo importado de alrededor de 30%, y para Europa Occidental y Japón una disminución algo menor debido a las fluctuaciones monetarias.

Además, la decisión de la OPEP de defender el precio de 34 dólares significa que tendrá que recortar aún más sus exportaciones, sobre todo las de Arabia Saudita. Al exportar menos (quizá unos 7 mbd), este país corre el riesgo de tener un déficit en su balanza en cuenta corriente en 1983-1984. Asimismo, puede preverse una política expansionaria en la región de la OCDE para esos años, para lo cual no dejan de pesar las próximas elecciones en el Reino Unido y en Estados Unidos. Ante tal situación, las condiciones propiciarían la continuación de los movimientos cíclicos en el mercado mundial del petróleo.

Si el crecimiento económico de la OCDE despegue nuevamente en 1983-1984, es probable que las existencias de crudo estén en un nivel comparativamente bajo, sobre todo porque puede preverse que durante 1982 se seguirá recurriendo a los inventarios, aunque a un ritmo más lento que en 1981. Así, habrá una tendencia espontánea a reponer las existencias otra vez, que se sumará a la presión sobre el mercado ocasionada por el aumento del consumo que se debería, a su vez, a la mayor actividad económica. Quizá en 1985 el mercado mundial esté particularmente tenso, y un incidente cualquiera baste para poner en marcha un engranaje de acaparamiento de petróleo y de aumentos de precios en el mercado *spot*, que los lleve quizá a 80 ó 90 dólares por barril. Por supuesto, ello provocaría una grave depresión económica en la OCDE y en muchos países en desarrollo. Dado el gran aumento del precio, puede suponerse que esta vez el efecto-precio sea más intenso, y que ocasione una nueva caída de la demanda agregada y del precio real, sobre todo cuando los exportadores "moderados" recuperen su posición de fuerza ante la caída de la demanda global. Sin embargo, como la demanda petrolera de varios países en desarrollo habrá crecido con persistencia, incluso durante la depresión subsiguiente, la demanda total por el petróleo de la OPEP en 1987-1988 bien podría ser mayor que la de 1981.

Esta perspectiva cíclica implica un alto riesgo político. Al mismo tiempo, puede significar un grado mayor de bilateralización y politización del comercio petrolero internacional que el previsto por la OPEP.

5. La perspectiva dinámica estructural

Este enfoque se basa en el supuesto de que la demanda del petróleo es compleja y se compone de demandas por diferentes productos y con diferentes características; por consiguiente, tales demandas deben tratarse de modo diferenciado. Un aspecto importante de esta diferenciación radica en distinguir la potencialidad de sustitución en los distintos mercados, que da lugar a diferentes elasticidades precio e ingreso. Por consiguiente la demanda total de petróleo es un factor complejo que debe desagregarse. Esto resulta especialmente importante en una perspectiva dinámica, dado que las diferencias estructurales implican que los distintos mercados no reaccionan de igual modo ante los problemas de escasez y los aumentos de precios.

Esquemáticamente, los mercados de refinados son tres:

1) El primario, que consiste en gasolina, queroseno, nafta y otras materias primas para la industria petroquímica, donde las posibilidades de sustitución son limitadas y la demanda es la más inelástica a los precios y la más elástica a los ingresos.

2) El secundario, integrado por los destilados medianos, como por ejemplo el gas oil y el combustible diesel, en el que son mayores las posibilidades de sustitución, y la demanda es más elástica al precio y menos elástica al ingreso.

3) El terciario, integrado por el fuel oil pesado y los productos residuales de la refinación, en el cual las posibilidades de sustitución son bastante altas y la demanda es bastante elástica al precio y, probablemente, la menos elástica al ingreso.

En cada uno de estos mercados las decisiones de demanda se adoptan sobre bases diferentes. Además, los precios a los cuales se refieren esas decisiones también se fijan de modo distinto. No hay una relación lineal entre el precio FOB del crudo y el precio final al consumidor en estos mercados. En la mayoría de los países importadores, el precio al consumidor es más alto en el mercado primario, sobre todo para la gasolina, que no sólo tiene un valor elevado a la salida de la refinería sino que soporta un alto diferencial debido a la carga impositiva. Así, en este mercado el precio FOB del crudo sólo es un elemento más del precio final al consumidor. Hay otro hecho que corrobora esta afirmación: el petróleo, como insumo, pesa bastante poco en el precio final de los productos petroquímicos. En el mercado secundario, el precio del crudo es una parte más significativa del precio final al consumidor, sobre todo porque los impuestos pesan menos. Por último, en el mercado terciario el valor del crudo representa una parte importante, si no la predominante, del precio al consumidor. Parece haber, pues, una relación negativa en los tres mercados entre, por un lado, la potencialidad de sustitución y la elasticidad precio de la demanda y, por el otro, la renta económica total, definida como la suma de utilidades e ingresos por encima de la tasa normal de retorno del capital.

En una perspectiva estructural dinámica, lo anterior implica que el mercado primario es el más resistente a los aumentos de precios, y el terciario el que menos se resiste a ellos. Esto también significa que en el terciario hay relativamente poco margen de maniobra para luchar por la distribución de la renta económica, en tanto que en el primario ese margen es bastante amplio y también lo es, por consiguiente, la posibilidad de que tengan lugar transferencias de ingreso entre los diversos participantes.

En el mundo occidental, los mercados primario y secundario representan hoy en día (1981) aproximadamente 30% del mercado total cada uno, en tanto que el terciario, definido en forma más o menos amplia, ocupa el restante 40%. Hay, no obstante, importantes diferencias regionales. En América del Norte y Australasia el primario constituye más de 40% del total, y el

terciario sólo cerca de 30%. En Europa Occidental los mercados primario, secundario y terciario significan, aproximadamente, 25, 35 y 30 por ciento, en ese orden. La estructura de Japón es totalmente distinta: 20, 25 y 55 por ciento, aproximadamente, en el mismo orden. En el resto de los países de economía de mercado (en esencia, los países en desarrollo) la estructura de la demanda se parece a la de Japón: alrededor de 20% para el mercado primario, alrededor de un tercio del total para el secundario y casi la mitad para el terciario.

La estructura más avanzada de demanda petrolera es la de América del Norte y Australasia, y puede esperarse que las de Europa Occidental y Japón se aproximen gradualmente a esta pauta. Ello no significa que sea probable que estas dos regiones alcancen el consumo per cápita de las dos primeras, aunque puede haber margen para un aumento moderado del consumo en el mercado primario (lo cual dependerá, por supuesto, de las perspectivas económicas). En el resto del mundo occidental —es decir, básicamente, en los países en desarrollo— hay margen tanto para un considerable aumento del consumo global como para un desplazamiento gradual de la estructura de la demanda, con mayor crecimiento en el mercado primario. De ese modo, y a la luz de los aumentos de precio previstos, el consumo mundial de petróleo se concentra cada vez más en el mercado primario. Ello significa también un ajuste a las nuevas condiciones de los precios, tanto para los importadores como para los exportadores. Para los primeros implica que el petróleo se vaya reservando para su uso más valioso, es decir, el más difícilmente sustituible. Para los segundos, este desplazamiento estructural tiene como consecuencia que la demanda global crezca a tasas muy inferiores a las históricas, pero que se concentre cada vez más en los mercados en los que es menor la elasticidad precio, es decir, donde mayor es la posibilidad de incrementar la participación del exportador en la renta económica.

En tal situación, un estancamiento cuantitativo del mercado mundial puede resultar acompañado por una transferencia continua de ingresos de los países importadores a los exportadores. Puesto que el precio FOB del crudo sólo es un elemento más del precio final al consumidor de los productos en el mercado primario, teóricamente hay una posibilidad considerable de aumentar ese elemento sin comprometer los intereses de largo plazo de los exportadores. En la práctica, el problema consiste en hacerlo de una manera gradual, que evite las transferencias súbitas de ingreso de los países importadores a los exportadores, y que no afecte el nivel de ingreso de los consumidores que resulta vital para determinar el volumen de la demanda en el mercado primario. De ese modo, incluso una reducción gradual de las importaciones de los países industrializados podría ir acompañada por un aumento de su cuenta petrolera total, de modo que importen cada vez menos petróleo pero a un costo global cada vez más alto.

Según esta perspectiva estructural dinámica, el precio del crudo podría aumentar de modo considerable. Por ejemplo, la referencia podría consistir

en el costo de sustitución en el mercado primario, que sería el del crudo sintético proveniente del carbón. A precios de 1980, este nivel de costos correspondería, tentativamente, a unos 100 dólares el barril, aunque debe tomarse en cuenta que dicho producto no se ha probado comercialmente en gran escala en ningún país industrializado con un mercado normal de fuerza de trabajo. En la actualidad, el precio al consumidor de muchos productos del mercado primario excede con mucho este nivel, y en varios casos llega cuando menos a 150 dólares por barril. Si se acepta la perspectiva que hemos expuesto, debe concluirse que, tarde o temprano, el petróleo debe alcanzar el precio de sus sustitutos, para permitir una transición gradual del uno a los otros aun en el mercado primario y convertir en obsoleta la actual estructura asimétrica del mercado total. Un nivel de precios más bajo que el de los sustitutos en el mercado primario resulta un obstáculo eficaz al ingreso de nuevos oferentes en el mercado internacional, lo cual constituye una salvaguardia para la actual estructura asimétrica. En una perspectiva histórica, ya no se trata de preguntarse si ese obstáculo será eliminado, sino cuándo y cómo se lo eliminará; es decir, las cuestiones pertinentes son el horizonte temporal del aumento de precio del crudo hasta llevarlo al nivel de sus sustitutos en el mercado primario, y el modo en que se llevará a cabo ese aumento. Una aplicación gradual, que sería la menos penosa para los consumidores y la más rendidora para los exportadores, requeriría una gran habilidad por parte de la OPEP y, eventualmente, de los otros exportadores. Desde el punto de vista del comercio, ello requerirá probablemente otorgar mayor importancia todavía a las empresas nacionales de los países exportadores.

6. Un enfoque sintético

En este trabajo se han presentado tres visiones sobre el futuro del mercado petrolero mundial. Puede resultar interesante comparar sus resultados potenciales con respecto al precio del producto.

*Precios del crudo según tres enfoques diferentes (1981-1990)
Dólares por barril, a precios de 1981*

<i>Enfoque</i>	<i>1981</i>	<i>1985</i>	<i>1990</i>
Convencional de mercado	34	37-38	40-45
Cíclico	34	50-60	40-45
Estructural dinámico	34	40-45	50-60

Supuestos:

1. Aumento del precio real a una tasa promedio de 2-3 por ciento anual.

2. Nueva sacudida del precio del petróleo en 1985-1986, seguida por una caída en el precio real.

3. Ajuste estructural en el mercado primario, realizado a lo largo de un periodo de 20 años (a partir de 1981), con un aumento promedio anual del precio real de 5-6 por ciento.

Para los países importadores, el escenario preferible sería el que surge del enfoque convencional del mercado; para los exportadores, el mejor sería el panorama que presenta la visión estructural dinámica. Para ambos, probablemente la peor posibilidad es la que prevé el enfoque cíclico, aunque bien podría ser la más probable.

Los tres enfoques no son, necesariamente, contradictorios; en realidad podrían complementarse de muchas maneras. Por ejemplo, no hay una oposición fundamental entre el convencional de mercado y el estructural dinámico; ambos podrían combinarse con facilidad, lo cual dependería de los supuestos sobre la evolución de la demanda y la estrategia de la OPEP, así como del horizonte temporal dentro del cual se llevase a cabo el ajuste estructural en el mercado primario.

Es algo más difícil combinar cualquiera de estos dos enfoques con el cíclico, pero no hay una incompatibilidad lógica entre ellos. La evolución en un mercado y el ajuste estructural no son nunca procesos lineales, siempre ocurren fluctuaciones alrededor de una tendencia general, que suelen adoptar un patrón cíclico. En este caso hemos supuesto movimientos de precios bastante drásticos: una duplicación alrededor de 1985 y una caída posterior, en términos reales. Habría así un movimiento alrededor de la tendencia general del mercado, tal como la prevé el enfoque convencional, pero que postergaría o retrasaría el ajuste estructural. La conclusión sería que hay en el mercado petrolero mundial fuerzas poderosas que favorecen un movimiento cíclico, pero que después de cada ciclo las cosas no vuelven al *status quo ante*; cada ciclo es parte de un proceso de ajuste de largo plazo, que también puede explicarse en términos convencionales de mercado. Empero, hay también una conclusión secundaria: un equilibrio calculado sobre promedios agregados puede ser engañoso, y estas cifras pueden encubrir considerables tensiones y turbulencias potenciales.

LA ENERGÍA, O EL MUNDO AL REVÉS

Daniel Yergin

El tema es un muestrario de confusiones. Con una rapidez en verdad notable, parece que toda la cuestión energética se hubiera parado de cabeza. La escasez de petróleo cedió su lugar al exceso de oferta y la certidumbre acerca de los aumentos de precios se convirtió en una discusión sobre cuánto bajarían. Hay todavía una crisis petrolera, pero quienes la sufren son hoy los países productores de crudo. No hace mucho se rendía homenaje al poder y la perspicacia de la OPEP; hoy muchos se han apresurado a escribir su obituario. De 1979 a 1982 la producción de la OPEP se redujo a la mitad; en marzo de este último año, los penitentes productores se reunieron en Viena para distribuir entre ellos los recortes a la producción, un intento de convertir finalmente a su organización en un verdadero cártel que, hasta entonces, no había sido necesario. No sólo se evaporó el impresionante superávit en cuenta corriente de la OPEP, que había constituido todo un reto al ingenio de los mercados financieros internacionales, sino que parece probable su conversión en un déficit en 1982. La caída de los ingresos de los países productores es una carga considerable para los expansivos presupuestos, planes de desarrollo y aspiraciones que surgieron en 1979 y 1980. Los productores creían tener el futuro en sus manos, pero hoy presenciamos una precipitada y algo embarazosa arrebatiña por apuntalar los corroídos mercados. Antes, los productores competían entre sí para ver quién aumentaba más los precios y agregaba mayores primas; en 1982 compiten con descuentos, para deshacerse de cargas de petróleo que nadie parece necesitar.

Sin embargo, no fue sólo el mundo de los exportadores de petróleo el que se ha vuelto del revés en los dos últimos años. El impulso por sustituir al crudo ha perdido fuerza o simplemente se ha detenido, ya se trate de desarrollar combustibles sintéticos, carbón o fuentes renovables. Ha llegado a

su fin incluso el gran frenesí petrolero en Estados Unidos, que había hecho aumentar los precios de los equipos de perforación, la tierra y las acciones en la Bolsa; en Texas, las máquinas de perforación acumulan polvo en las bodegas. Muchos productores locales, que en 1979 clamaban por la liberación de los precios y la aplicación de los vigentes en el mercado internacional, en marzo de 1982 pedían un arancel a la importación de petróleo, para protegerse de las vicisitudes de ese mismo mercado. Mientras tanto, las urgentes y complejas cuestiones de la seguridad energética se posponen yacen ignoradas en las zonas marginales del proceso político.

Todo lo anterior fue más sorprendente todavía por lo inesperado. El director de una empresa petrolera de un país de la OPEP resumió así la situación: "Nunca antes tantos conocedores se equivocaron tanto y tan a menudo; nunca antes tantos pronósticos de corto plazo se modificaron con tanta rapidez."

Por debajo de la confusión hay varias preguntas básicas: ¿Han pasado ya las circunstancias que llevaron a las sacudidas de precios de 1973 y 1979? ¿Agotó su furia la tormenta? ¿Estamos volviendo a las condiciones de sobreoferta similares a las de los cincuenta y los sesenta? En resumen, ¿ha pasado ya la crisis energética?

Es posible formular una respuesta. Hemos tratado de hacerlo en nuestro estudio del Atlantic Institute, publicado con el título de *Global Insecurity: A Strategy for Energy and Economic Renewal*, y quisiéramos compartirla en este seminario. Empero, toda respuesta debe presentarse con modestia y enmarcarse en una perspectiva. Y digo modestia porque quienes elaboran los pronósticos, los augures de nuestro tiempo, procuran modelar sus profecías en la forma de escenarios sin sorpresas, pero éstas tienen la irritante costumbre de irrumpir inesperadamente. Y digo perspectiva, porque hay una peligrosa tendencia a generalizar a partir de las condiciones en un momento dado, y a ignorar los aspectos cíclicos, la naturaleza dinámica del mercado y las características estructurales básicas.

La respuesta es una especie de paradoja. Por una parte, ha ocurrido un impresionante proceso de ajuste. Por otra, sin embargo, es muy grande la probabilidad de una crisis futura, no necesariamente hoy o mañana (a menos que se extienda el conflicto en el Golfo Pérsico-Arábigo), pero sí dentro de unos pocos años. Y las consecuencias de un nuevo choque petrolero podrían resultar muy peligrosas, tanto económica como políticamente.

Se ha generalizado el empleo del término "sobreoferta de petróleo"; sin embargo, la frase es, en cierto sentido, engañosa. Un "exceso de oferta" sugiere, por ejemplo, la idea de demasiados agricultores que plantaron demasiado en un clima demasiado bueno, con el resultado de una cosecha tan abundante que excede la demanda del mercado. Es una situación parecida a la de los años cincuenta y sesenta, cuando los geólogos descubrieron reservas por demás abundantes. Sin embargo, no es ése el caso de 1982,

cuando no experimentamos tanto un exceso de oferta como una súbita escasez de demanda.

Esa caída de la demanda, ¿es en verdad tan sorprendente? Después de todo, todavía a principios de 1979 se pensaba que el precio del crudo no llegaría a 30 dólares por barril antes del año 2000. Ese precio se alcanzó y se sobrepasó en cuestión de meses. ¿Es acaso sorprendente que un aumento tan grande del precio haya tenido efectos tan fuertes en la demanda? Estos efectos se presentaron bajo tres formas diferentes, cuya interrelación es una de las principales fuentes de la actual confusión.

Un elemento es el ajuste, la reorientación de los patrones básicos de producción y suministro energéticos. En primer lugar, esto ha ocurrido mediante la diversificación de la oferta de crudo. México, Alaska y el Mar del Norte han agregado más de 6 mbd a la oferta mundial de 1973 a 1981. Otra forma importante de diversificación ha sido la acumulación de inventarios estratégicos, que serían usados como amortiguadores en caso de crisis.

Una segunda forma del ajuste es la sustitución. Después de 1973, se ha invertido la tendencia de largo plazo a depender cada vez más del petróleo. En algunos países la energía nuclear es cada día más importante (sobre todo en Francia y Japón), pero la sustitución más importante ha dado como resultado la reversión de la ya larga caída del consumo de carbón.

Empero, el ajuste más importante ha ocurrido en la demanda, bajo la forma de una mayor eficiencia energética, también conocida como conservación o ahorro energético. Su efecto, que implica aflojar el vínculo entre la actividad económica y el empleo de energía, ha sido mucho mayor de lo que muchos hubieran creído posible hace pocos años. En 1979, cuando publicamos *Energy Future*, muchos de mofaron de nuestra afirmación de que Estados Unidos aumentaría de 30 a 40 por ciento su eficiencia en el empleo de energía con respecto a su PNB.¹ Sin embargo, hoy en día ese país ya avanzó la mitad del camino vaticinado: es 18% más eficiente que en 1973 desde el punto de vista energético. El efecto de la conservación se percibe con más claridad desde 1979, y sin duda la segunda ronda de aumentos de precio constituyó un incentivo poderoso. Sin embargo, buena parte del avance reciente es en realidad una consecuencia de decisiones tomadas a mediados del decenio de los setenta, como la obligación de lograr una mayor eficiencia energética en los automóviles.

Si el ajuste fuera lo único importante, y si supiésemos que su ritmo se mantendría, podríamos confiar en la aproximación de una era energética más estable. Por desgracia, hay otros dos factores que influyen para complicar las cosas. Uno se refiere a los inventarios de crudo. En 1979 y 1980 las empresas petroleras se lanzaron a acumular existencias mayores que las

¹ Robert Stobaugh y Daniel Yergin (eds.), *Energy Future: Report of the Energy Project at the Harvard Business School*, Nueva York, Random House, 1979; tercera edición: Vintage Books, 1982.

habituales. Hoy en día, frente a las altas tasas de interés, la presión por obtener utilidades y la distinta percepción del mercado, están achicando esos inventarios con distintas intensidades, pero por un monto total que puede calcularse en 2 ó 3 mbd por encima de lo normal. Esta liquidación de existencias acentúa la aparente caída de la demanda.

El otro factor es la profunda recesión. América del Norte y Europa sufren hoy el bache más grave desde los años treinta, y la economía de Japón parece haber entrado en una fase descendente. (No hace mucho, el director de la Agencia para la Planificación Económica de este país declaró: "Japón no escapa a los efectos deflacionarios mundiales de la segunda crisis petrolera".)² Es cierto que el vínculo entre la actividad económica y el consumo de energía se ha debilitado, pero no está roto. Una fase descendente del ciclo económico lleva a consumir menos energía. Además, el petróleo es más sensible a la actividad económica que otras fuentes energéticas. Así, una parte considerable de la caída del consumo de crudo puede atribuirse al descenso de la actividad económica. A su vez, el mayor peso de esa disminución del consumo ha recaído en los países de la OPEP.

No sabemos lo suficiente acerca de los usos finales de la energía para distinguir con claridad la influencia relativa de estos tres factores, ni para determinar qué cambios son irreversibles, cuáles son reversibles y cuáles meramente cíclicos. La división de responsabilidades sólo podrá empezar a hacerse cuando llegue a su fin esta prolongada recesión.

En el corto plazo, la crisis de los productores de crudo podría volverse más grave aún si Irán e Iraq retoman su papel de grandes exportadores. Los problemas de los productores también se exacerbarían si se prolongase la actual recesión económica, que seguiría comprimiendo la demanda energética. Sin embargo, los gobiernos de los países industrializados, que desean mantenerse en el poder, sufrirán una presión política que los impulsará cada vez más a estimular una reacción económica.

Y en algún momento esa recuperación económica tendrá lugar. ¿Qué ocurrirá entonces? ¿Habrá una renovada presión sobre la oferta de energía —y sobre todo de petróleo— que genere nuevas sacudidas del precio? Esa es nuestra pregunta clave. No si aparecen en el horizonte otras fuentes energéticas adicionales, ni si continuará la sustitución de combustibles; no si se mantendrá el impulso de la eficiencia energética, de manera que la oferta baste para satisfacer la demanda.

Esta es una de las preguntas fundamentales que planteamos en el estudio citado del Atlantic Institute.³ Hemos construido dos escenarios para describir lo que podría ocurrir con el suministro de crudo hasta el año 2000. Los largos plazos de maduración de las inversiones energéticas importantes

² *Japan Economic Journal*, marzo de 1982.

³ Daniel Yergin y Martin Hillenbrand (eds.), *Global Insecurity: A Strategy for Energy and Economic Renewal*, Houghton Mifflin, Boston, 1982.

nos permiten ver con bastante claridad hasta fines del decenio de los ochenta. Es obvio que en la década siguiente pisamos un terreno menos seguro. Ambos escenarios se basan en supuestos plausibles. No creemos ser los únicos pronosticadores de la oferta y la demanda, pero tratamos de incorporar también consideraciones políticas, sociales, institucionales y tecnológicas. Usamos como base 1978, el año "normal" más reciente.

En nuestra Cota Superior consideramos un aumento de la oferta energética total del mundo libre de 2.6% anual; en la Cota Inferior suponemos un incremento de 0.8% anual. Dada la demanda creciente de los países productores de petróleo y de todo el mundo en desarrollo, esto podría dar como resultado un crecimiento de la disponibilidad de energía en los países industrializados de 2% y 0% respectivamente.

El profesor Robert Stobaugh, quien ha elaborado los escenarios, describe así las diferencias entre los supuestos básicos de ambas cotas: la superior "puede pensarse como el caso en que todo marche bien por el lado de la oferta. No hay grandes conmociones políticas que interfieran con la producción de crudo; no se producen nuevos incidentes como el accidente de *Three Mile Island*; los países industrializados adoptan políticas sensatas para estimular la producción y logran sobreponerse bastante bien a la oposición política a algunas de las opciones energéticas". La Cota Inferior "se basa en lo que ocurriría si los acontecimientos no mejoran la pauta de 1973-1980, es decir, si las cosas no marchan muy bien. Una gran conmoción política, o quizá sólo un cambio en las previsiones políticas o económicas de la élite que hoy gobierna en Arabia Saudita, podría deprimir aún más la producción de la OPEP. La producción de energía del mundo industrializado podría verse retardada por la oposición política, por la incapacidad para resolver los aspectos ecológicos o por restricciones de capital. La geología podría empeorar el panorama si no se descubren nuevos recursos en montos suficientes para remplazar a las reservas actuales".⁴

Hay muchos factores que afectarán este balance de la oferta. Dos son de importancia crucial, sobre todo con respecto al petróleo: el primero es la producción del Medio Oriente, en especial la de Arabia Saudita; el segundo es la producción de Estados Unidos. En general, el panorama reciente del petróleo no parece muy favorable.⁵

Estos factores indican que la recuperación económica y los ingresos crecientes podrían, hacia fines del decenio actual, agotar la capacidad ociosa de producción, presionar así a la oferta y, a su vez, a los precios. Ello no ocurriría necesariamente si el ajuste mantiene su ritmo actual. Pero, ¿lo mantendrá?

⁴ Robert Stobaugh, "World Energy to the Year 2000", en Yergin y Hillenbrand, *op. cit.*, p. 31.

⁵ Bijan Mossavar-Rahmani, "The Structure of Future OPEC Production", documento de trabajo del Programa de Seguridad Energética de Harvard.

LA PERSPECTIVA ENERGÉTICA MUNDIAL

S. Fred Singer

Debido a la triplicación del precio mundial del petróleo en 1979-1980, éste resulta demasiado caro para muchos usos. Por ejemplo, hoy pueden producirse calor y vapor más baratos empleando gas natural, carbón y energía nuclear. En las instalaciones actuales que consumen fuel oil, resulta económicamente eficiente sustituirlo por gas o por mezclas de carbón y agua. En el transporte, podría remplazarse la gasolina por gas natural comprimido o por metanol. En principio, más de la mitad del petróleo que se emplea hoy en día podría remplazarse por opciones más económicas.

Normalmente, esta disminución previsible de la demanda de crudo disminuiría su precio. No obstante, las reducciones del suministro, sobre todo por parte de Arabia Saudita, podrían mantener el precio en su nivel actual por algunos meses. Sin embargo, hay elementos de inestabilidad que provienen de los cambiantes objetivos de los integrantes de la OPEP. El escenario más probable contiene tanto agudos aumentos ocasionales del precio (por periodos cortos) vinculados con interrupciones del suministro, como una considerable caída en el largo plazo. El comportamiento de las naciones industrializadas será fundamental: son las principales consumidoras de crudo y tienen la capacidad de llevar a cabo las inversiones de capital necesarias para sustituirlo.

En el futuro, estos países industrializados podrían tratar de proteger sus inversiones energéticas contra las importaciones de petróleo barato. Pero, en ese caso, los países en desarrollo no productores de petróleo se beneficiarían con los precios más bajos.

El futuro precio del petróleo tiene una importancia crucial para muchas decisiones referentes al suministro y a la inversión energéticos. Por desgracia, como dice Niels Bohr, el danés que obtuvo el Premio Nobel de Física, "es muy difícil formular una predicción, sobre todo con respecto al futuro".

Lo que podemos decir es lo siguiente. La súbita triplicación del precio en 1979-1980 tendrá importantes consecuencias, sobre todo para la OPEP y, en particular, para Arabia Saudita. El precio actual está muy lejos de la que sería la pauta óptima para este país, es decir, la que le producirá los mayores ingresos en el largo plazo.¹

En cambio, ese aumento está matando una gran parte del mercado futuro del petróleo. Para muchos usos, como la producción de calor y vapor, hoy es más económico emplear combustibles más baratos como el gas natural, el carbón o la energía nuclear. En la actualidad resulta eficiente remplazar al petróleo incluso en las instalaciones *existentes* realizando las inversiones necesarias. Por ejemplo, el fuel oil pesado puede sustituirse por mezclas recientemente desarrolladas de agua y carbón, lo que reduce el costo a la mitad. Las calderas que queman petróleo pueden adaptarse a la combustión de lecho fluidificado. El fuel oil liviano, que se usa para calefacción de viviendas y establecimientos comerciales, puede remplazarse con ventaja por gas natural y, en muchos casos, incluso por electricidad.

Para estimar la demanda futura del crudo, también debe tomarse en cuenta el mejoramiento de la eficiencia de los automóviles, y aun la introducción de sustitutos como el gas natural comprimido, el alcohol y el metanol. En conjunto, las diversas formas de conservación podrían reducir el consumo de petróleo de modo considerable, por un factor superior a dos.

Puede suponerse con fundamento que el consumo de crudo de los países de la OCDE llegó a su máximo en 1978, con unos 42 mbd. En el próximo decenio, el consumo de estos países podría llegar a ser tan bajo como 20 mbd, si se llevan a cabo todas las sustituciones económicamente viables.² No tomaré en cuenta el consumo interno de la OPEP, en su mayoría subsidiado, ni el de otros países en desarrollo. Para mantener o aumentar su consumo, estas últimas naciones tendrían que lograr algunos acuerdos concesionales con los países productores, quizá de créditos a largo plazo o convenios de trueque. De modo que, para estimar el precio futuro del petróleo, es más pertinente ocuparse del consumo de los países de "divisas fuertes", es decir, los industrializados.

A pesar de la decreciente demanda de la OCDE, no es imprescindible que el precio mundial disminuya de manera inmediata, si la OPEP reduce su producción al ritmo correspondiente. La situación actual es anómala, puesto que está cerrada la producción de 3-4 mbd de la OPEP (además de la de Arabia Saudita). En una situación normal, al precio actual la mayoría de los integrantes de la OPEP extraería el máximo posible, en tanto que Arabia Saudita y los otros principados árabes con similares objetivos de

¹ Un estudio teórico de A. Lebanon y S. F. Singer muestra que, bajo diversas hipótesis plausibles, la pauta óptima implica un precio mínimo en el periodo alrededor de 1980, al contrario de lo ocurrido. Véase el apéndice A.

² Véase el apéndice B.

largo plazo ajustarían su producción para mantener el nivel óptimo de los precios, que les rindiese el máximo ingreso actualizado.

A Arabia Saudita le convendría, a largo plazo, aumentar mucho su producción y rebajar el precio lo suficiente para disuadir a los países de la OCDE de invertir en sustitutos del crudo.³ Por otra parte, los otros miembros de la OPEP la presionan mucho para que reduzca su producción, a fin de mantener el alto precio internacional.

Conjeturo que esta presión sobre Arabia Saudita tendrá éxito, y que el precio se mantendrá en su nivel actual durante un año, más o menos. Esto sería suficiente para persuadir a los países de la OCDE de realizar las inversiones necesarias para sustituir el petróleo de manera permanente: reactores nucleares, grandes gasoductos, plantas de esquistos bituminosos y combustibles sintéticos, proyectos de arenas bituminosas, etcétera.

Arabia Saudita tendría que reducir su producción continuamente y seguir reduciendo su ingreso para mantener el precio a medida que la demanda disminuya. Por supuesto, podría haber cortas interrupciones del suministro que generarían breves aumentos del precio, que a su vez estimularían más aún a los países consumidores a invertir para reducir su dependencia del petróleo.

Podría surgir un problema muy grave para Arabia Saudita cuando cesen las hostilidades entre Irán e Iraq y estos países se aboquen a la exportación para reconstituir sus reservas financieras. Para que estas naciones puedan vender en el mercado mundial, alguna otra tendrá que disminuir su producción. Esto podría ocasionar una presión adicional sobre los sauditas; es posible que en ese momento ya no puedan reducir más su producción sin afectar gravemente su propio bienestar económico y su estabilidad interna. Pero si no la reducen puede haber una baja significativa del precio en el mercado internacional.

Si los precios se viniesen abajo hacia fines del decenio de los ochenta, es posible que los países industrializados ya no quieran volver al petróleo barato. Después de haber realizado inversiones tan considerables, es posible que quisieran protegerlas, en parte por razones políticas internas. Estados Unidos, por ejemplo, podría establecer aranceles para el petróleo importado (excepto quizá el de México y Canadá) para proteger a los productores nacionales. Otros países que hubieran realizado también inversiones significativas podrían adoptar el mismo curso.

Esa caída del precio representaría un auge para los países del Tercer Mundo que no producen petróleo y que no habrían tenido el capital necesario para sustituirlo. Para ellos, el bajo precio sería una gran ventaja. Empero, esa feliz situación no sería muy duradera. El petróleo barato se agotará hacia fines del siglo, incluso en Arabia, y en ese momento los precios dependerán, en buena medida, de las opciones disponibles, sobre todo el gas, el carbón y la energía nuclear.

³ Véase el apéndice A.

APÉNDICE A

Corridas recientes (marzo de 1982) del modelo petrolero de la OPEP de la Universidad de Virginia

1. Estas corridas *no son* pronósticos de precios.

2. Las corridas representan el curso "óptimo" de los precios para el núcleo de la OPEP (Arabia Saudita más los emiratos). "Óptimo" significa el comportamiento del precio a lo largo del tiempo que maximiza el flujo de utilidades para el núcleo, a partir de las condiciones y precios vigentes en 1980. Las utilidades se actualizan con una tasa de descuento a 1980.

Es decir:

$$\text{máx} \sum_{t=0}^{\infty} (D-S)(P-C)(1+\rho)^{-t} \\ (1980)$$

D es la demanda mundial

S es el suministro competitivo

(D-S) es el suministro proporcionado por el núcleo, que es un proveedor oscilante

P es el precio mundial

C es el costo de producción del núcleo, que comienza en 50 centavos de dólar y crece de modo exponencial

ρ (RHO) es la tasa de descuento (deflactada).

Las funciones de demanda y oferta son funciones lineales del precio ajustado al rezago P^* . El parámetro de ajuste al rezago es LAM y se expre-

Modelo petrolero de la OPEP

Costo inicial (CO): .500 Tasa de crecimiento del costo (CGROW): .030.

Tasa de descuento (RHO): .050.

Parámetros de la demanda (AO, BO, DEL): 45.230 .471 .007.

Parámetros de la oferta (A1, B1, SIG): 11.460 .354 .025.

Parámetro de ajuste (LAM): .100.

Elasticidad de la demanda calculada para el largo plazo (DEMELS): .700.

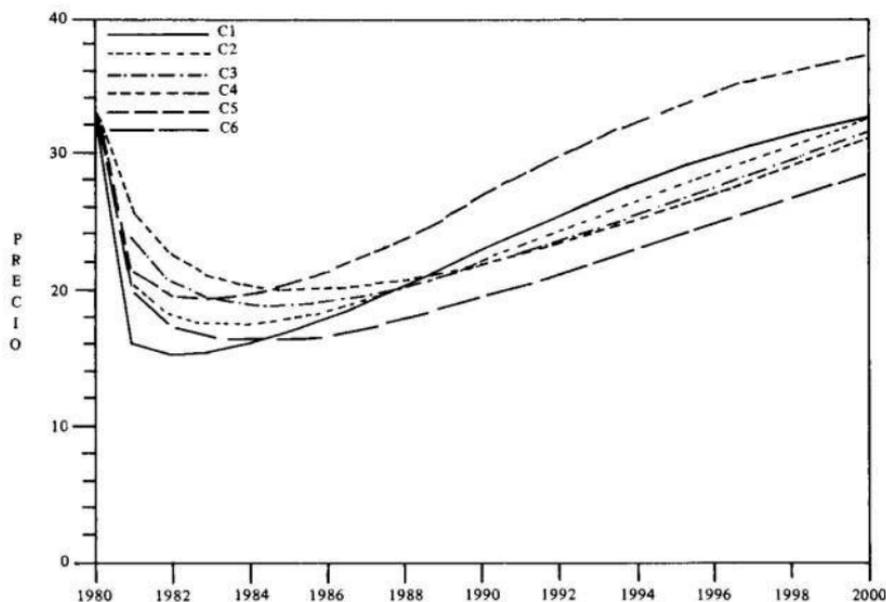
Elasticidad de la oferta calculada para el largo plazo (SUPELS): .700.

Año	<i>Demanda mundial</i>	<i>Oferta competitiva</i>	<i>Oferta del núcleo de la OPEP</i>	<i>Precio</i>	<i>Ingresos del núcleo de la OPEP</i>	<i>Ingresos fuera del núcleo</i>
1980	22.9	17.2	5.7	34.0	193.8	584.8
1981	24.2	17.3	6.9	20.4	140.8	353.3
1982	25.5	17.3	8.2	18.2	149.4	314.1
1983	26.7	17.2	9.5	17.5	166.9	300.7
1984	27.9	17.1	10.8	17.5	188.6	298.2
1985	28.9	16.9	12.0	17.8	213.1	301.5
1986	29.8	16.8	13.0	18.4	239.7	308.4
1987	30.6	16.6	14.0	19.1	267.8	317.9
1988	31.4	16.5	14.9	20.0	297.2	329.1
1989	32.0	16.3	15.7	20.9	327.5	341.6
1990	32.5	16.2	16.3	21.9	358.2	355.0
1991	33.0	16.1	16.9	23.0	389.2	369.0
1992	33.4	15.9	17.4	24.1	420.0	383.3
1993	33.7	15.8	17.9	25.2	450.4	397.7
1994	33.9	15.7	18.3	26.3	480.0	411.8
1995	34.1	15.6	18.6	27.4	508.5	425.6
1996	34.3	15.4	18.8	28.4	535.8	438.7
1997	34.4	15.3	19.1	29.5	561.6	451.1
1998	34.4	15.2	19.3	30.4	586.0	462.4
1999	34.5	15.1	19.4	31.4	608.8	472.6
2000	34.5	14.9	19.5	32.2	630.0	481.7

D(-1)	S(-1)	22.200	16.500			
DO	SO	34.000	22.900	17.200		
Elasticidad: D	S	0.700	0.700			
LAM	RHO	DEL	SIG	0.007	0.025	
CO	CGROW	0.500	0.030			
Año	T. máx.	1980.000	20.000			

Gráfica 1
Modelo del precio óptimo del crudo para la OPEP

<i>Corrida número</i>	$(LAM)^{-1}$	RHO (año ⁻¹)
1	8	.05
2	10	.05
3	12.5	.05
4	15	.05
5	10	.10
6	10	.025



Elasticidades de largo plazo de oferta y demanda: 0.70.

Las gráficas indican el precio óptimo para el núcleo de la OPEP (Arabia Saudita, emiratos) que maximiza su flujo de ingresos futuros (actualizado), a partir de un precio de 34 dólares por barril en 1980. (Todos los precios se expresan en dólares de 1980.)

Nótese que estos patrones de precio rinden un flujo de ingresos más bajo que el que ocurriría sin un aumento del precio en 1979-1980.

sa en (años)⁻¹. Especificamos las elasticidades de largo plazo de la demanda y la oferta —las elasticidades de corto plazo son los (valores de largo plazo) x LAM—. También especificamos: DEL, la tasa de crecimiento de la demanda D a lo largo del tiempo debido al crecimiento de los ingresos, y SIG, la tasa de agotamiento de la oferta competitiva S a lo largo del tiempo.

3. Los diagramas anexos sólo indican la sensibilidad del precio a los parámetros económicos y las condiciones iniciales supuestos. *No son pronósticos de precios.*

4. Las pautas reales de los precios futuros dependerán de las decisiones efectivas de producción y de escenarios políticos imposibles de prever con algún grado de precisión.

Además, hay otros factores que deben considerarse: (1) interrupciones súbitas del suministro por diversas causas (sabotaje planificado, interferencia de terceros, interrupción accidental); (2) oscilaciones del precio de origen psicológico (tanto hacia arriba como hacia abajo); (3) una posible competencia dentro de la OPEP, que produzca rebajas e incluso una “guerra de precios”, con las consiguientes respuestas de los países importadores.

APÉNDICE B

Se ha llevado a cabo un análisis microsectorial según el esquema adjunto (en marzo de 1981). El estudio abarca 7 productos del petróleo, en unas 20 aplicaciones y en 9 regiones geográficas, sobre todo de los países industrializados (OCDE).

El siguiente cuadro resume los resultados:

Uso de petróleo en la OCDE (mbd)

	1978- 1979	1981	1990	2000
Demanda petrolera de la OCDE	42	36	28-30	20+
Oferta de OCDE + NOPEP (neto)	18	20	24-25	28

Es evidente que la necesidad de la OCDE de importar petróleo de la OPEP disminuye rápidamente en el mediano plazo y podría llegar a cero después de 1990.

Un escenario de uso bajo

(Esquema del estudio para estimar la oferta y la demanda mundiales de petróleo en el decenio de los noventa)

I. Supuestos

1. El aumento del precio en 1979 desencadenó movimientos económicos irreversibles cuyas consecuencias se sentirán ahora.

2. El petróleo es un producto fungible, es decir, que el desplazado (rechazado) queda disponible para otras partes del mundo.

3. El precio mundial del petróleo está determinado por la oferta y la demanda; la oferta está restringida por las decisiones productivas de los productores árabes. El precio se apartará de este supuesto según se indica más abajo.

4. Las refinerías pueden cambiar la demanda de productos, y seguirán haciéndolo. La producción mundial de carbón puede crecer hasta abastecer cualquier demanda. La tasa mundial de expansión nuclear llegará a 25 GW anuales, es decir, el equivalente a 1.0 mbdpe.

II. *El caso básico*

(Se supone un precio internacional del petróleo aproximadamente constante.)

1. El petróleo será remplazado en todos los usos para los cuales haya opciones más baratas, sobre todo en la producción de calor y vapor. La nueva capacidad instalada no empleará fuel oil.

2. En el sector transportes, tanto la eficiencia como la actividad aumentarán a lo largo del tiempo. Por consiguiente, para cada país (región) habrá que estimar el consumo total de petróleo suponiendo diferentes tecnologías. (Por ejemplo, en el mediano plazo el consumo podría disminuir, pero aumentar en un plazo más largo.)

3. La respuesta de la oferta al aumento de precios de 1979 se hará sentir en todo el mundo a mediados de los años ochenta. Puede implicar la producción de crudo pesado, arenas bituminosas y esquistos.

4. En algunas regiones del mundo que disponen de gas natural a bajo costo, puede resultar rentable utilizarlo para producir metanol o gasolina, que desplazarían al petróleo.

III. *Escenario del precio internacional del petróleo*

A. El escenario probable (corto plazo, 1981-1983)

1) Arabia Saudita trata de presionar el precio a la baja (a unos 32 dólares) manteniendo alta su producción, para que la OPEP acepte su estrategia de precios.

2) Se generaliza la comprobación de que los precios están cayendo (en dólares constantes). Ello actúa como un desencadenante psicológico, con dos consecuencias:

a) La disminución de los inventarios de crudo en los países consumidores.

b) La OPEP y otros productores pasan a extraer el máximo posible.

3) El efecto neto de (2) sería generar una espiral hacia la baja en los

precios, auto-reforzada, que anularía gran parte del aumento de 1979 (que se debió a una espiral similar pero ascendente).

4) El precio que se dé en la práctica dependerá de la reacción de los sauditas acerca de su propia producción y de que puedan imponer disciplina (es decir, recortes a la producción) a los demás miembros de la OPEP.

5) El panorama se complicará (y se agudizará la caída del precio) debido a la recuperación (parcial) de la producción de Irán e Iraq, países que querrán obtener grandes ingresos.

B. El escenario probable (mediano plazo, 1985-1995)

1) La decreciente demanda mundial y la creciente oferta deberían ocasionar la ruptura de la OPEP alrededor de 1983-1985, si no antes. Aun cuando Arabia Saudita pudiese persuadir a los otros productores árabes de que redujesen su extracción, podría perder el control de los precios cuando tales disminuciones ya no sean posibles.

2) Entonces caería el precio internacional del petróleo, a menos que acciones militares o sabotajes disminuyeran las exportaciones del Medio Oriente. (Por ejemplo, a Irán le convendría eliminar las exportaciones sauditas para lograr un precio alto por su crudo.)

3) Los países consumidores tendrían tres opciones:

a) Admitir el petróleo más barato de la OPEP, diferir las conversiones hacia el carbón y la energía nuclear, y abandonar las inversiones ya hechas; o

b) una actitud más probable, imponer aranceles o cuotas de importación para proteger algunas o la mayor parte de sus inversiones nacionales en recursos energéticos de alto costo (por ejemplo, petróleo terciario, esquistos, reactores nucleares); o

c) adoptar ambas políticas, (a) y (b), lo cual ocasionaría problemas en el comercio internacional.

C. El escenario probable (largo plazo)

1) En el largo plazo, después de 1995-2000, los recursos petroleros de costo medio fuera de Arabia podrían agotarse, incluidos los de Alaska, el Mar del Norte y otros países de la OPEP (como Indonesia, Irán, Nigeria, Argelia, etc.).

2) El petróleo árabe restablecería gradualmente su posición, a un precio determinado por el del carbón y la energía nuclear, cercano probablemente al actual (en dólares reales). En otras palabras: al estar bien establecidas las opciones sustitutivas del petróleo, incluso en el sector transportes, no se pagaría una prima importante por el crudo.

IV. *El desplazamiento del fuel oil pesado*

El fuel oil residual será sustituido por el carbón y la energía nuclear,

más baratos, en: a) calderas de generación eléctrica; b) calderas industriales; c) instalaciones de calefacción; d) transporte marítimo. La actual capacidad instalada que consume crudo será remplazada a tasas diferentes en los distintos países, según factores económicos, disponibilidad de capital, consideraciones ecológicas y de seguridad, deseo de autosuficiencia. Podemos extrapolar las tendencias actuales del carbón y la energía nuclear hasta la saturación.

Los principales candidatos tecnológicos para apresurar el desplazamiento del petróleo son:

a) Mezclas de alta carga (70%) de carbón y agua, destinadas a remplazar el fuel oil núm. 6 en las calderas existentes (incluidas las marinas).

b) Unidades de combustión de lecho fluidificado, diseñadas para readaptar instalaciones existentes.

c) Técnicas de producción en masa de reactores nucleares (en la URSS y otros países).

c) Carbón pulverizado para remplazar al petróleo en los motores diesel marinos.

e) Sistemas nucleares de baja temperatura para calefacción municipal (por ejemplo, el canadiense Slowpoke y los sistemas soviéticos).

V. El desplazamiento del fuel oil mediano

El fuel oil mediano y el liviano serán sustituidos en sus aplicaciones de calefacción residencial y comercial por la tecnología o el combustible que resulten más baratos. Los candidatos a remplazarlos son:

a) El gas natural, que debe resultar abundante cuando se eliminen los controles que pesan sobre él (en Estados Unidos) y sea desplazado de la generación eléctrica y la industria por el carbón, más barato.

b) La electricidad (de carbón o nuclear); diversos usos de bombas térmicas.

c) Calefacción municipal por distritos, basada en el carbón o la energía nuclear (véase IVe) o, en los lugares adecuados, en la energía geotérmica.

d) La energía solar (en los lugares apropiados).

e) La biomasa, los desechos municipales.

Debe señalarse que, en el sector residencial y comercial, la conservación o el ahorro energético no han alcanzado aún sus límites económicos, y que probablemente eso reducirá más todavía la demanda.

VI. El sector transportes

El transporte, que ahora consume alrededor de un tercio del petróleo que se produce (sobre todo como gasolina, combustible para jets y diesel), será en 1990 el principal consumidor de crudo. Por consiguiente, conviene estimar con cuidado sus requerimientos.

1. Automóviles privados: El consumo de gasolina declinará mucho en Estados Unidos en los plazos corto y mediano, y aumentará algo el consumo de combustible diesel, a medida que se incorporen a la flota vehículos más eficientes y mejore el rendimiento promedio de los motores. Fuera de Estados Unidos, donde la gasolina siempre sufrió impuestos altos, ese efecto será menos importante.

Si se generalizan los miniautomóviles (de 20 a 25 kilómetros por litro), o incluso los autos eléctricos, el consumo podría decrecer más aun después de 1995-2000.

2. Camiones: Los efectos de la conservación serán importantes, pero menos que en caso de los automóviles. Aumentará el kilometraje por vehículo.

3. Aviones: La conservación tendrá cierta importancia. Podrían lograrse ahorros significativos con mejores itinerarios y horarios y con factores de carga más elevados.

PROBABLES CAMBIOS EN LA DEMANDA MUNDIAL DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL EN EL DECENIO DE LOS OCHENTA

M.A. Styrikovich

Las nuevas tendencias de la demanda energética mundial desde fines de 1973 determinaron, en buena medida, las modificaciones que ocurrirán en la demanda de petróleo en los años ochenta. En esencia, tales tendencias son:

— La aplicación de una política de conservación de energía, con medidas que exigen cuantiosas inversiones.

— La sustitución del petróleo por otras fuentes energéticas, en especial el carbón y, en algunos países, también la energía nuclear y el gas natural.

La sustitución del petróleo por otras fuentes, que a menudo exige grandes inversiones, se justifica desde el punto de vista económico por los altos precios del crudo.

Antes de analizar en detalle el problema de la sustitución del petróleo, debe señalarse que no todos los políticos y científicos comprendieron, ni siquiera después de la crisis petrolera de 1973-1974 y el subsiguiente gran aumento del precio, que el nuevo fenómeno ocurrido en la economía energética mundial era irreversible y que "la era de la energía barata" había llegado a su fin. Muchos de los programas nacionales de energía elaborados inmediatamente después del agravamiento de la situación energética en 1973-1974 partieron del supuesto de que los precios bien podrían sufrir una caída aguda, que incluso los llevase a los niveles anteriores a 1973. Esa supuesta probabilidad engendró una política de espera con respecto a la sustitución del petróleo y al desarrollo de otras fuentes energéticas. Por supuesto, tal actitud entorpeció el avance de la sustitución.

No obstante, la evolución de la situación energética en los años posteriores y, en particular, el siguiente aumento considerable de los precios ocurrido en la segunda mitad de 1979 y principios de 1980, esfumaron

las ilusiones acerca de la posibilidad de una caída importante de esos precios. Hoy en día es evidente la firmeza con que se han establecido las nuevas tendencias de la demanda energética mundial. Además, la elasticidad-precio de la demanda total de energía y de la demanda petrolera parece hoy mucho más alta que la prevista por la mayoría de los investigadores.

La considerable disminución del consumo de crudo en los países industrializados durante los últimos años (1979 y, sobre todo, 1980-1981) fue ocasionada no sólo por la recesión económica global sino también por medidas de conservación energética (en especial el ahorro de combustibles líquidos), estimuladas por las fuerzas del mercado y, en algunos casos, por las políticas gubernamentales. En algunos países la reducción del consumo de petróleo habría coincidido incluso con un señalado crecimiento del producto nacional bruto.

Es difícil predecir con suficiente precisión cómo evolucionará la demanda mundial de petróleo durante el resto del decenio actual, puesto que ello dependerá fundamentalmente de la situación económica general. Hay otro hecho, no menos importante: aunque los países industrializados de economía de mercado absorben la mayor parte del consumo, los países desarrollados de economía planificada (principalmente los miembros del Consejo de Ayuda Mutua Económica —CAME—) y los países en desarrollo desempeñarán también un papel de gran importancia. Por tanto, las perspectivas del ahorro de energía, y en especial de petróleo, deben analizarse asimismo con respecto a estos países.

En los miembros del CAME la conservación energética está planificada y se orienta sobre todo, como mostraremos más adelante, a mejorar el aprovechamiento de los recursos energéticos y a sustituir el petróleo por gas natural.

La economía energética de la mayoría de los países en desarrollo se apoya casi por completo en el petróleo, con la excepción de la India, China y algunos otros. Es probable que en la mayoría de estos países la demanda de petróleo crezca con intensidad, debido a las tasas comparativamente altas de su crecimiento económico y a la escasez de capital y mano de obra calificada para lograr la sustitución.

En escala mundial, el papel del petróleo disminuirá en los años ochenta debido a dos causas básicas:

— Su sustitución por gas natural y por carbón en el caso de los consumidores estacionarios.

— En el de los consumidores de alta prioridad, la sustitución de los productos del petróleo por la electricidad generada mediante energía nuclear, carbón e hidroelectricidad. En este decenio, el papel global de las otras fuentes renovables será insignificante, aunque en algunos países es posible que tengan un efecto apreciable el uso de energía solar para suministrar calor (tecnología solar "suave") y el mejor aprovechamiento de la leña.

Esta última es un componente importante del consumo energético en varios países en desarrollo, y a menudo se la usa con extremada ineficiencia. Podría aprovecharse muchísimo mejor mediante la aplicación de ciertas medidas de bajo costo.

La sustitución en gran escala del petróleo por el gas natural tendrá lugar en los países que disponen de grandes recursos de gas pero que, debido a su situación geográfica, no pueden llegar al mercado mundial en forma económica. Tal sustitución será particularmente intensa en la Unión Soviética.

En la mayoría de los campos de consumo energético (excepto en los motores no estacionarios de combustión interna) el combustible gaseoso no sólo sustituye con éxito al líquido sino que, además, es preferible desde el punto de vista ecológico; el gas que se transporta por ductos no contiene azufre ni otros contaminantes que aparecen en el crudo. En algunas áreas el gas natural es más atractivo que el combustible líquido tanto por razones ecológicas como de costo para el consumidor. Por ejemplo, es técnicamente más viable y económicamente más eficiente para la calefacción de viviendas de pocos pisos, siempre que el consumo sea suficiente y se disponga de una red de distribución de gas finamente ramificada. También se lo puede utilizar con éxito en algunos de los principales procesos industriales que exigen altas temperaturas. No obstante, como veremos después, a menudo conviene desplazar estos procesos hacia la energía eléctrica, especialmente en las regiones en las que el precio de gas es muy alto.

Una ventaja importante de sustituir los derivados del petróleo por el gas natural es la inversión relativamente baja que se requiere en las instalaciones de los consumidores; es el caso, por ejemplo, del remplazo de petróleo por gas en las plantas generadoras de electricidad que consumen ambos combustibles. No obstante, las principales regiones productoras están muy alejadas de los centros de consumo más importantes, lo cual obliga a realizar grandes inversiones en gasoductos muy largos. Usar el gas natural como combustible doméstico para viviendas de pocos pisos exige también grandes inversiones en redes de distribución e instalaciones subterráneas de almacenamiento, cuando no se dispone de ellas.

La sustitución con gas natural del combustible líquido que utilizan las refinerías es particularmente eficaz, puesto que permite aumentar de modo considerable la producción. La conversión profunda exige alrededor de 10% del material de carga para abastecer las necesidades propias de la refinería. Aproximadamente la mitad se utiliza como combustible para generar electricidad y vapor y la otra mitad para producir hidrógeno y como combustible de calderas. El carbón sólo puede sustituir al combustible para calderas, en tanto que el gas natural puede satisfacer fácilmente, y sin necesidad de grandes inversiones, todas las necesidades de combustible de una refinería. Como consecuencia, habría un aumento de la producción comercializable de combustible líquido, y el gas de refinería sustituido podría emplearse como materia prima para la industria química. Las refinerías

también pueden emplear el gas natural para la producción de hidrógeno, en lugar de la pirólisis de productos líquidos.

El gas de refinería empleado como combustible para calderas puede sustituirse tanto con gas natural como con carbón. En este último caso, es necesario instalar una planta que consuma carbón para producir gas de medianas BTU. Para reducir los costos específicos es económicamente aconsejable construir una planta de carbón de gran escala que abastezca a varias refinerías. La opción "total de carbón" es mucho más cara que la "total de gas". Sin embargo, el uso de carbón como combustible de refinerías es la forma más económica de "convertirlo" en combustibles líquidos, en las regiones en que el gas natural sólo se consigue a un costo muy alto.

Durante el decenio de los ochenta, las medidas de conservación en la URSS y en otros países socialistas de Europa Oriental se orientarán hacia la sustitución en gran escala de los derivados del petróleo, en hornos y calderas en una primera etapa. Tal sustitución ofrece vastas posibilidades, puesto que en la URSS la generación de electricidad y las plantas impulsadas por calderas consumen, ellas solas, unos 200 millones de toneladas anuales de fuel oil. En este campo, las posibilidades de sustitución están determinadas principalmente por la inversión requerida para construir gasoductos de gran extensión (hasta de 4 000 km) e instalaciones de almacenamiento estacional. Nótese que si la URSS pudiese disponer, sobre una base de intercambio compensado, de suministros suficientes de caños de gran diámetro y de otros equipos para la producción y el procesamiento de gas, sería capaz de satisfacer una parte considerable de la demanda de gas de Europa Occidental, a un precio muy inferior al del gas natural licuificado que otros países entregan por vía marítima.

Es muy caro transportar el gas por mar y el carbón de bajas BTU por tierra. Por esa razón, en varias regiones del mundo los precios del carbón y del gas natural se mantendrán bajos. Estas regiones, en especial las que disponen de gas a bajo costo, se convertirán en centros de industrias con consumo intensivo de energía.

En interés de la propia demanda mundial de petróleo en los años ochenta, es fundamental que se construyan plantas petroquímicas, sobre todo, en las regiones que disponen de abundante gas a bajo costo. Muchos países con industrias petroquímicas desarrolladas, e incluso con capacidades productivas ociosas, prefieren importar muchos de los productos petroquímicos que necesitan. La petroquímica requiere de hidrocarburos, no sólo como materia prima sino como energéticos, en especial para calderas. La demanda de petróleo de la industria petroquímica es muchas veces mayor que su demanda de hidrocarburos para material de carga. Por ello resultaría especialmente eficaz desarrollar la industria petroquímica en regiones alejadas de los mercados mundiales y con excedentes de gas asociado. En estos casos, la fracción de metano serviría como

combustible y los componentes más pesados podrían utilizarse como materias primas.

También es evidente una notoria tendencia hacia el futuro establecimiento de complejos petroquímicos basados en el carbón, por las siguientes razones:

- Los altos precios mundiales del petróleo y el gas.
- La disponibilidad de carbones baratos de bajas BTU en varias regiones.
- Un umbral más bajo de la petroquímica basada en el carbón con respecto a los precios del petróleo y el gas, que con respecto a la producción de combustibles sintéticos basada en el carbón.

La sustitución de derivados de petróleo por carbón que hagan directamente los consumidores reduciría de manera considerable el consumo de tales derivados en los años ochenta. En los últimos dos años, ese proceso se nota no sólo en los países que poseen carbón barato sino incluso en algunos que lo importan, como la República Federal de Alemania. Hoy en día ya es claro que, en este decenio, el comercio internacional del carbón crecerá a tasas superiores a las previstas en las estimaciones recientes (por ejemplo, en el *World Coal Study*, 1980). En la actualidad, cuando la industria carbonífera mundial no se ha desarrollado lo bastante, y cuando todos los consumidores que pueden hacerlo sin grandes inversiones sustituyen al carbón por refinados del petróleo, el precio del carbón de alto grado sigue muy de cerca a los aumentos del crudo.

Una vez satisfecha la demanda de estos grupos de consumidores, es posible prever el crecimiento ulterior del comercio mundial de carbón. Esto se debe a que muchos países disponen de vastos recursos de carbón de altas BTU, baratos y no muy alejados de las rutas marítimas. Es el caso de Australia, Sudáfrica y China. En la URSS y en Estados Unidos, que poseen los recursos carboníferos más vastos, los principales yacimientos de bajo costo están muy lejos de los puertos de mar: a más de 3 000 km en el primer país (la cuenca de Kuznetzky), de 1 500 a 2 000 km en el segundo.

No obstante, algunos yacimientos de carbón muy cercanos al mar presentan otras características económicas desfavorables. La producción de carbón en la zona oriental de Estados Unidos sólo puede aumentarse si se extrae carbón con mayor contenido de azufre de minas subterráneas. En la URSS, el carbón de alto grado de Yakutia está muy cerca de la costa del Pacífico, pero las duras condiciones climáticas aumentan su costo de producción, aun en minas a tajo abierto. A pesar de ello, estos países, y en especial Estados Unidos, todavía pueden abastecer al mercado mundial con carbón cercano a sus costas a un precio relativamente bajo.

El transporte en grandes buques es muy barato. Para el carbón de altas BTU el costo sólo duplica, y a veces ni siquiera llega a duplicar, el de transportar crudo en supertanques. Empero, el costo de carga y descarga es mucho mayor y, sobre todo, el transporte de carbón, a diferencia del de petróleo, exige construir terminales carboníferas mar adentro que sólo

existen en muy pocos puertos marítimos. La construcción de puertos aptos para admitir grandes transportes de carbón requiere mucho tiempo y una gran inversión. A pesar de ello, se los está construyendo en algunos países exportadores e importadores de carbón (por ejemplo, en Dinamarca).

A su debido tiempo, ingresarán al mercado internacional del carbón otros países que poseen considerables recursos comercializables (Colombia, por ejemplo).

La existencia de vastos recursos carboníferos en muchos países sugiere que los precios del producto en el mercado mundial permanecerán estables y aun podrían llegar a disminuir de modo gradual, lo cual haría económicamente viable un desplazamiento hacia el consumo de carbón que, a los precios actuales, todavía no parece rentable.

La expansión del empleo del carbón está muy limitada por el elevado costo de su distribución a los pequeños consumidores y, muy especialmente, por razones ecológicas. La combustión de carbón pulverizado exige disponer de colectores de ceniza sumamente eficientes (en la mayoría de los casos, los precipitantes electrostáticos dan una eficiencia de 90 a 99.5 por ciento) y de chimeneas de 300 a 350 metros de alto para dispersar los óxidos nítricos y sulfurosos. En las zonas de gran densidad de consumo energético, las chimeneas altas resultan ineficientes. Incluso en el caso de carbones de bajo contenido de azufre es necesario eliminar las impurezas de los gases que salen de la chimenea. Se han desarrollado y probado en gran escala diversos métodos para extraer los óxidos de azufre, pero requieren de una gran inversión y de lugares subterráneos seguros para deshacerse de los desechos, por lo general de sulfato de calcio. Empero, lo más importante es que estas instalaciones generan gases de baja temperatura que apenas se dispersan en la atmósfera. Por consiguiente, aun con una eficiencia de recolección del azufre de 90%, cerca de una planta generadora de electricidad podría llegar a aumentar la concentración de óxidos de azufre en la capa superficial. Calentar los gases de la chimenea aumenta sobremanera el costo de la instalación y reduce la eficiencia de una planta generadora, a pesar de que 80 o 90 por ciento del vapor ya utilizado se aprovecha para tal calefacción. En la mayoría de los casos sólo se limpia una parte de los gases de la chimenea; se produce así una mezcla de gases limpios de baja temperatura con gases calientes impuros, lo cual, es obvio, reduce el grado de limpieza.

No se han logrado hasta ahora métodos eficientes de limpieza para el óxido de nitrógeno. En los gases de salida, alrededor de 90% de los óxidos nítricos tiene la forma de NO, que no forma ácido. Regulando la combustión es posible impedir la formación de óxidos con el nitrógeno atmosférico, pero esa regulación es ineficiente para el heteronitrógeno del carbón.

Recientemente se han propuesto nuevos métodos para la limpieza de gases que también sirven para los óxidos nítricos. La primera planta de gran escala de esta clase está construyéndose en Japón.

En el caso de los consumidores pequeños, en el cual no pueden emplearse ni altas chimeneas ni complejos métodos de limpieza de los gases, los hornos de lecho fluidificado parecen ofrecer las mejores posibilidades. Este método permite extraer el azufre agregando piedra caliza al carbón; se forman pocos óxidos nítricos debido a la ausencia de zonas de alta temperatura en el lecho fluidificado.

Sin embargo, estos hornos sólo funcionan con carbón que tengan un porcentaje bajo de partículas pequeñas y sea suficientemente duro para impedir la formación de partículas en el lecho fluidificado. Además, es ya evidente que se requiere un equipo nuevo para recoger de los gases las partículas encendidas de carbón y regresarlas al horno. Se requieren estudios adicionales tanto del diseño de los hornos como de las superficies de transferencia del calor en el lecho fluidificado. Aunque en este campo se llevan a cabo intensas investigaciones, no es probable que ni siquiera a fines del decenio actual estos hornos se utilicen en una escala tal que tengan una influencia significativa en el consumo mundial de carbón.

Lo mismo puede decirse de varios otros usos del carbón, especialmente en las plantas generadoras de electricidad con instalaciones para la gasificación preliminar del combustible.

No puede esperarse que en los años ochenta se utilice el carbón en gran escala para la producción de gas y combustible sintéticos, aunque es seguro que ambos métodos desempeñarán un papel importante en un futuro más lejano.

Para reducir la demanda de combustibles líquidos y gaseosos, parece que un factor esencial sería una modificación radical en la relación de costos entre el combustible líquido y la energía eléctrica. Como se sabe, la proporción de la electricidad en la oferta mundial de energía crece de modo continuo. Hasta hace poco tiempo, sin embargo, ese crecimiento se veía obstaculizado por la gran diferencia entre el costo del calor producido quemando combustible líquido y el de la electricidad. Aunque la generación de ésta se basaba en buena medida en derivados del petróleo, el costo de la carga eléctrica básica era cuatro veces mayor que el del calor obtenido mediante combustible líquido (fundamentalmente debido a las grandes pérdidas ocasionadas por la conversión de energía, cuya eficiencia no suele exceder de 40%, y en menor medida por las inversiones necesarias para construir plantas generadoras).

En tales condiciones, el uso de la electricidad para obtener calor de grado bajo (calefacción, ventilación) y aun de grado alto (procesos electro-térmicos) se limitaba a los relativamente pocos casos en que las ventajas tecnológicas pesaban más que el elevado costo de la electricidad. Incluso el empleo de energía eléctrica fuera de las horas de máximo consumo,

cuando el usuario tiene la posibilidad de almacenar el calor (por ejemplo, para suministrar calefacción y agua caliente en zonas de construcciones bajas), se utilizaba en una escala limitada y sólo en condiciones climáticas favorables (verbigracia, en el Reino Unido). También era muy limitado su uso en el transporte ferroviario (por ejemplo, en Estados Unidos). Aun en la URSS, donde los ferrocarriles van siempre muy cargados, hasta hace poco tiempo casi 50% de la carga se impulsaba con locomotoras diesel; ello se debía a que la inversión en electrificar los ferrocarriles se recuperaba con gran lentitud, puesto que era muy baja la diferencia de costo entre el combustible diesel y el *mazut* empleado como combustible en las plantas generadoras.

Hoy en día se ha suspendido en casi todas partes la construcción de nuevas unidades generadoras de carga básica a combustible líquido; la relación de costos entre la electricidad nuclear o la de carbón y la de combustible líquido ha disminuido, en condiciones de carga básica, a 1.5-2.0 y aun menos. Por consiguiente, ya se justifica económicamente la sustitución del combustible líquido por electricidad en cualquier proceso que consuma grandes cantidades de calor a altas temperaturas (en calderas, por ejemplo).

En los ferrocarriles resulta conveniente usar la tracción eléctrica cuando el tráfico de carga es continuo (24 horas diarias); lo mismo ocurre en la propulsión eléctrica de las compresoras de gasoductos, que suelen trabajar a carga completa. Esto último es de gran importancia para la Unión Soviética, donde este tipo de transporte consume cantidades considerables de gas y las plantas compresoras son suficientemente grandes para justificar la construcción de generadoras a lo largo de los gasoductos; por ejemplo, entre Urengoi y los Urales se tenderán varios gasoductos, cada uno de los cuales tendrá una capacidad anual de 30 000 a 35 000 millones de metros cúbicos.

Por supuesto, el desplazamiento de los consumidores actuales hacia la electricidad es un proceso bastante largo e intensivo en capital, que puede no haberse completado a fines de los años ochenta. Sin embargo, si se estimula a los nuevos usuarios para que empleen energía eléctrica en lugar de combustibles líquidos, a fines del decenio se habría modificado de manera significativa el consumo energético mundial. Las ventajas de usar electricidad fuera de las horas de alta demanda parecen muy promisorias, puesto que el elevado costo del combustible líquido hace que sea menos eficiente satisfacer las demandas-pico mediante turbinas de gas baratas.

Es muy probable que, hacia fines de la década, varios países dispongan de excedentes de energía eléctrica barata por las noches y en días no laborables, que a lo largo del año suman 50% del tiempo. El bajo costo actual de esta electricidad de "momentos de carga baja" se debe a que la inversión requerida por las modernas plantas generadoras a carbón, con todas las instalaciones necesarias para la protección ecológica, es mucho mayor que la de las plantas de petróleo y gas, y sus posibilidades de maniobra son muy

inferiores. Además, el apagado diario de las unidades de carbón consumiría cantidades considerables de petróleo o gas caros para el nuevo encendido y, en casos de disminución de la carga, para mantener una combustión estable del carbón. En las plantas nucleares, la diferencia de costos ocasionada por la caída de carga nocturna o en días no laborables sería mucho mayor aún, puesto que en este tipo de plantas el combustible representa una parte muy pequeña del costo total de la energía: alrededor de 20 o 25 por ciento. Es probable que esto ocurra en la parte europea de la URSS, donde la nueva capacidad en construcción se compone exclusivamente de plantas nucleoelectricas.

Debido a la nueva concentración de capacidad industrial intensiva en energía en Siberia Central, región que dispone de más energía y combustibles baratos que la parte europea de la URSS, crecerá el consumo doméstico y el industrial de un turno; en consecuencia, la curva de carga declinará por las noches y en días no laborables.

Una parte considerable de la capacidad (más de 30%) está dada por plantas de co-generación, cuya carga no puede disminuir si se consume calor, y la mayoría de las generadoras convencionales están equipadas con calderas de paso continuo de presión supercrítica, que no están diseñadas para apagados o disminuciones de carga frecuentes. Por esa razón, será muy difícil proporcionar carga completa a las plantas nucleoelectricas durante los períodos de inactividad.

Las plantas hidroelectricas constituyen una pequeña fracción de la capacidad generadora total en la parte europea de la URSS y se caracterizan por su baja altura de caída (20 m); sus posibilidades de aplicación son muy limitadas. El relieve plano de esta vasta región obstaculiza la construcción de estaciones de bombeo.

Como consecuencia de todo lo anterior, durante 50% del tiempo resulta conveniente suministrar montos considerables de electricidad al precio del combustible nuclear, es decir, alrededor de una cuarta parte del costo de la electricidad en condiciones de carga básica. Ello significa que, para los consumidores "reguladores" de que hablábamos más arriba, la electricidad sería la energía más barata. Por tanto, sería aconsejable orientar hacia esas condiciones a varias industrias intensivas en energía que admitan frecuentes encendidos y apagados (por ejemplo, las de procesos plasmas-químicos).

También resultaría conveniente utilizar la electricidad en gran escala para suministrar agua caliente a usuarios dispersos, proporcionándoles instalaciones de almacenamiento.

Nótese que, al utilizar la energía en horas de inactividad, estos consumidores no requerirán de inversiones adicionales en plantas generadoras ni en redes de distribución, cuyo costo determina la mayor parte del precio total de la electricidad para consumidores dispersos.

En general, debo subrayar que es necesario modificar radicalmente la actitud de los consumidores frente a la electrificación. Esa nueva actitud conduciría a una sustitución mucho más intensa de los combustibles líquidos por energía generada con recursos más baratos que aquéllos.

Por supuesto, una modificación radical de la situación no significa que la pauta de consumo óptima pueda alcanzarse en un lapso de 10 años. Llevará mucho tiempo reconstruir un sistema energético tan resistente a los cambios. Sin embargo, es indudable que algunas de estas modificaciones ya han influido, y seguirán influyendo, en lo que será la demanda de petróleo a fines del decenio de los ochenta.

Para evaluar correctamente los posibles cambios cuantitativos futuros, es necesario formular un análisis detallado de la situación presente y de la proyectada. En las condiciones actuales, extrapolar hacia fines de los ochenta las tasas de consumo de petróleo de los últimos años, consumo que se mantuvo casi constante, llevaría a cometer errores como los que aparecen en varias proyecciones elaboradas a comienzos de los años setenta, en las que se postulaba una tasa de crecimiento anual del consumo de petróleo de 7-8 por ciento.

MONTO Y DISTRIBUCIÓN DE LOS RECURSOS PETROLEROS MUNDIALES (CONOCIDOS Y DESCONOCIDOS) Y UNA ESTIMACIÓN DE LA EXPLORACIÓN FUTURA

Marcello Colitti

1. Definiciones y clasificaciones

Debido a las diferencias en el uso, los diversos sectores vinculados con la energía han adoptado distintos términos, definiciones y clasificaciones. Por consiguiente, conviene definir los términos que se utilizarán y emplearlos con la mayor coherencia posible:

Petróleo: incluye el crudo, el gas hidrocarburo natural y el contenido condensado del gas natural, siempre que aparezcan en condiciones naturales.

Campo: una acumulación única de petróleo (en este caso es sinónimo de “depósito” o “yacimiento”), o un conjunto de acumulaciones estrechamente vinculadas. Es una zona productora que contiene, debajo de la superficie, *i)* un depósito único, no interrumpido por barreras de permeabilidad; *ii)* varios depósitos atrapados por una formación geológica única, o *iii)* varios depósitos lateralmente distinguibles, dentro de una formación común y atrapados por el mismo tipo de característica geológica. Utilizaremos estos términos sólo para referirnos a acumulaciones capaces de producir petróleo y gas en cantidades significativas, lo cual significa, en la mayoría de los casos, pasibles de explotación comercial.

Petróleo en un lugar: el volumen original de petróleo en el lugar.

Reservas: la parte recuperable del petróleo en un lugar que aún no se ha extraído o descubierto (descontada la producción hasta la fecha).

Reservas probadas: el monto de petróleo descubierto que se podrá extraer, de acuerdo con expectativas razonables, en campos existentes.

Reservas probables: el monto de petróleo descubierto que se podría extraer en un campo, según expectativas razonables, deducidas las reservas probadas. Incluye la extensión de la explotación hasta los límites del cam-

po, el incremento de la producción debido a nuevos o mejores proyectos de recuperación aún no instalados, etcétera.

Reservas totales: producción anterior más reservas (probadas más probables) más potencialidad no descubierta.

Provincia: unidad geológica regional básica para la exploración y producción de petróleo.

Provincia productora de petróleo: una provincia con producción establecida en uno o más campos (muchas veces, aunque no necesariamente, una cuenca).

Provincia productora de petróleo "importante": provincia de la cual se sabe que rendirá 10 000 millones de barriles o más, o que probablemente los rendirá una vez desarrollados y explotados nuevos descubrimientos.

Recursos: producción acumulada más reservas probadas y probables.

No descubierta: acumulación de petróleo cuya existencia no se ha demostrado mediante perforación, sino que sólo se postula; por ejemplo, las reservas posibles en una dislocación aún no perforada.

Perforación exploratoria para abrir nuevos campos: pozo perforado en una dislocación geológica en la que aún no se ha descubierto petróleo.

Pozo exploratorio: pozo localizado a una distancia relativamente considerable fuera de los límites de los yacimientos productivos, tal como se los conoce en el momento de la perforación.

Hoyo seco: toda perforación en la cual no se ha descubierto petróleo.

Pozo descubridor: toda perforación de prueba, ya sea exploratoria, de avanzada, o a mayor o menor profundidad en un yacimiento conocido, mediante la cual se descubre un nuevo depósito.

Fecha de descubrimiento: fecha en que el pozo descubridor se completa como productor.

Los yacimientos se clasifican por su tamaño, es decir, la producción total hasta el momento más las reservas probadas que pueden extraerse a la fecha de la estimación. Algunos autores incluyen también las reservas probables, en tanto que otros no las consideran. En todo caso, se suele entender que la definición "reservas extraíbles en las condiciones actuales" incluye la recuperación secundaria de petróleo y, algunas veces, la recuperación mejorada, siempre que se hubieran computado las operaciones de recuperación y se hubieran adoptado las medidas necesarias para llevarlas a cabo.

La clasificación por tamaño tuvo su origen hace unos cuarenta años, en Estados Unidos. La división en clases se basó en el tamaño de los yacimientos de ese país, la mayoría de los cuales son pequeños y medianos; por tal razón, un yacimiento "importante" es el que tiene reservas superiores a los 100 millones de barriles (mb). Sin embargo, en los últimos años se ha elaborado otra clasificación, que considera la situación en todo el mundo y no sólo la de Estados Unidos. En ella se desagregan de manera mucho más analítica los yacimientos importantes, para tomar en cuenta la distribución y la ponderación de las clases superiores.

A continuación reproducimos ambas clasificaciones; no son excluyentes sino complementarias. En la práctica, la más nueva ha resultado de gran importancia.

Clasificación de Estados Unidos (en millones de barriles de petróleo recuperable):

Campos importantes	más de 100
Campos clase A	no menos de 50
Campos clase B	de 25 a 50
Campos clase C	de 10 a 25
Campos clase D	de 1 a 10
Campos clase E	menos de 1
Campos clase F	abandonados

Clasificación mundial (en millones de barriles de petróleo recuperable):

Campos supergigantes	más de 5 000
Campos gigantes grandes	de 2 000 a 5 000
Campos gigantes medianos	de 1 000 a 2 000
Campos gigantes pequeños	de 500 a 1 000
Campos grandes	de 100 a 500
Campos medianos	de 25 a 100
Campos pequeños	de 10 a 25
Campos muy pequeños	menos de 10

2. Distribución de los recursos petroleros conocidos por tamaño de los campos (a comienzos de 1976)

Los recursos petroleros conocidos se concentran en un número limitado de campos gigantes: 82% está contenido en 429 yacimientos gigantes y el restante 18% en campos que no lo son, es decir, que tienen una capacidad potencial inferior a 500 mb (véase el cuadro 1). Entre unos 30 000 yacimientos conocidos, 52.9% de los recursos está concentrado en muy pocos campos: los 37 supergigantes. Sólo cuatro de éstos contienen más de 20% de los recursos totales conocidos: Ghawar, Burgan, Bolívar Costero y Safanya. Los 138 yacimientos de más de 1 000 mb comprenden 70% de los recursos totales. Esta clasificación por tamaño de campos señala, de modo irrefutable, que la disponibilidad futura de petróleo depende esencialmente del descubrimiento y explotación de yacimientos gigantes y supergigantes.

Por supuesto, la presencia de campos gigantes en ciertas regiones han generado un desequilibrio evidente en la distribución de los recursos mundiales, agravado, además, por las notorias diferencias de consumo entre los países. En consecuencia, son pocos los que disponen de excedente que les permitan contribuir de manera significativa al comercio internacional.

Cuadro 1

**Clasificación de los recursos petroleros mundiales conocidos,
por tamaño de campos, a comienzos de 1976**

<i>Tamaño de los campos</i>	<i>Número de campos</i>	<i>Recursos petroleros conocidos¹</i>	<i>Porcentaje de recursos por tamaño de campo</i>
Supergigantes ²	37	560.7	52.9
Gigantes grandes ²	31	89.3	8.4
Gigantes medianos ²	70	90.2	8.5
Gigantes pequeños ²	109	70.0	6.6
Combinación	29	14.0	1.3
Gigantes potenciales	153	43.1	4.1
<i>Subtotal gigantes</i>	429	867.3	81.8
No gigantes grandes	480	90.2	8.5
Otros no gigantes	29,000 ³	102.1	9.7
Total	30,000³	1,059.6	100.0

1 En miles de millones de barriles.

2 Actualizado a fines de 1978.

3 Cantidad aproximada.

Fuente: R. Nehring.

3. Distribución de los recursos conocidos de petróleo y gas natural por zonas geográficas (a comienzos de 1979)

Los recursos totales de petróleo que se conocían a principios de 1979 eran de 1 056 miles de millones de barriles (1.056 billones). De este total, 39% ya se había extraído y 61% eran las reservas. Los recursos conocidos de gas natural, asociado y no asociado, eran de 95 billones de metros cúbicos, de los cuales 24% ya se había producido y 76% se mantenía aún como reserva. Este cálculo toma en cuenta la subestimación que entrañan las cifras publicadas sobre reservas de gas, debido a las dificultades para comercializar algunos yacimientos. Estas son muy considerables y por ello los operadores se abstienen, a veces, de registrar sus descubrimientos como reservas. Según se indica en los cuadros 2A y 2B, la distribución por zonas geográficas a comienzos de 1979 era la siguiente:

Europa (excluida la URSS):

Se habían descubierto 35 000 millones de barriles de petróleo (3% del total mundial), 8 000 millones ya producidos y 27 000 millones de reservas, y

Cuadro 2A

Distribución de los recursos petroleros mundiales conocidos,
por región geográfica, a comienzos de 1979
(miles de millones de barriles y porcentajes)

<i>Región</i>	<i>Cantidad total</i>	<i>%</i>	<i>Cantidad producida</i>	<i>%</i>	<i>Reservas</i>	<i>%</i>
Europa	35	3	8	2	27	4
Medio Oriente	478	45	111	27	367	57
África	81	8	25	6	56	9
Américas	273	26	190	46	83	13
Asia, URSS y Oceanía	189	18	79	19	110	17
Total Mundial	1,056	100	413	100	643	100

Cuadro 2B

Distribución de los recursos mundiales conocidos de gas natural,
por región geográfica, a comienzos de 1979
(miles de millones de metros cúbicos y porcentajes)

<i>Región</i>	<i>Cantidad total</i>	<i>%</i>	<i>Cantidad producida</i>	<i>%</i>	<i>Reservas</i>	<i>%</i>
Europa	5,380	6	980	4	4,400	6
Medio Oriente	21,390	23	690	3	20,700	29
África	5,690	6	390	2	5,300	7
Américas	28,400	30	17,200	74	11,200	16
Asia, URSS y Oceanía	33,880	35	3,980	17	29,900	42
Total mundial	94,740	100	23,240	100	71,500	100

Fuentes: API, CPA, OGJ, AGA.

5.4 billones de metros cúbicos de gas natural (6% del total mundial), 1 billón ya extraído y 4.4 billones de reservas.

Medio Oriente:

Había unos 478 000 millones de barriles de petróleo descubiertos (45% del total mundial), 111 000 millones ya producidos y 367 000 millones de re-

servas; 21.39 billones de metros cúbicos de gas natural (23% del total), 0.69 billones ya producidos y 20.7 billones como reservas.

Africa:

Se habían descubierto 81 000 millones de barriles de petróleo (8% del total), 25 000 millones ya producidos y 56 000 millones de reservas; 5.69 billones de metros cúbicos de gas natural (6%), de los cuales 0.39 billones ya extraídos y 5.3 billones en reserva.

América (del Norte, Central y del Sur):

Alrededor de 273 000 millones de barriles de petróleo (26% del total mundial), 190 000 millones ya producidos y 83 000 millones de reservas; 28.4 billones de metros cúbicos de gas natural (30%), de los cuales 17.2 billones extraídos y 11.2 billones en reserva.

Asia, URSS y Oceanía:

Unos 189 000 millones de barriles de petróleo (18% del total mundial), de los cuales 79 000 millones producidos y reservas por 110 000 millones; alrededor de 33.88 billones de metros cúbicos de gas natural (35%), 3.98 billones ya extraídos y 29.9 billones como reservas.

4. Distribución por país de los recursos petroleros conocidos a comienzos de 1976

Como surge con claridad del cuadro 3, en el que se enumeran los recursos ordenados por su monto, éstos se concentran en muy pocos países. Cuatro naciones (Arabia Saudita, Estados Unidos, la URSS e Irán) poseen más de la mitad; si se incluyen Kuwait, Venezuela, Iraq y México (para este último se utiliza el dato actualizado a 1978), la suma es superior a 73% del total mundial; si a estos ocho se agregan Abu Dhabi (Emiratos Arabes Unidos), Libia, China, Nigeria, Indonesia, Canadá, el Reino Unido, la Zona Neutral (Arabia Saudita/Kuwait) y Argelia, se llega a alrededor de 93% del total mundial, y el restante 7% está diseminado en más de 50 países. Hay en el mundo unos 100 países que no poseen petróleo alguno.

Obsérvese que la distribución de los campos gigantes (de más de 500 millones de barriles) coincide, a grandes rasgos, con la localización geográfica de los recursos petroleros. Dicho de otro modo, los cuatro países con más recursos también poseen casi la mitad de los campos gigantes: 137 de los 272 que hay en el mundo, y 30 de los 37 "supergigantes".

Además, en cada uno de los países cuyos recursos exceden de 10 000 millones de barriles se han descubierto no menos de cinco campos gigantes; en cada país con reservas superiores a 1 000 millones se ha probado, o es probable, la presencia de uno de esos campos.

Lo anterior no significa que puedan predecirse las reservas totales de determinado país a partir de la presencia o ausencia de campos gigantes. En realidad, como se puede observar en el cuadro 4, hay naciones que tienen

Cuadro 3
Distribución de los recursos petroleros conocidos por país,
a comienzos de 1976
(en miles de millones de barriles)

<i>Países</i>	<i>Campos gigantes</i>		<i>Campos gigantes potenciales</i>		
	<i>Cantidad</i>	<i>Volumen</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Volumen</i>	
100 000 millones de barriles o más					
Arabia Saudita	200.2	19	199.0	11	1.0
Estados Unidos	148.0	59	61.3	28	8.1
Irán	99.0	23	93.6	26	3.8
URSS	96.0	33	62.6	13	2.3
De 50 000 a 100 000 millones de barriles					
Kuwait	86.7	5	86.7	2	n.a.
Venezuela	50.8	13	42.8	10	3.6
Iraq	49.8	11	49.3	4	n.a.
México ¹	49.8	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
De 25 000 a 50 000 millones de barriles					
Abu Dhabi (EAU)	42.8	11	42.4	5	0.4
Libia	35.0	15	32.2	1	n.a.
China	23.0	5	9.0	8	10.0
De 5 000 a 25 000 millones de barriles					
Nigeria	18.0	6	3.9	5	2.2
Indonesia	15.5	6	7.1	7	2.1
Canadá	15.2	9	6.0	—	—
Reino Unido	14.1	10	8.6	9	3.5
Zona Neutral	13.6	4	13.3	2	0.2
Argelia	12.0	5	9.3	3	0.9
Argentina	5.2	—	—	1	n.a.
Egipto	5.0	3	3.2	2	0.9
Rumania	5.0	1	0.8	3	n.a.

De 1 000 a 5 000 millones de barriles (se indican entre paréntesis los recursos conocidos, en miles de millones): India (3.6), Australia (3.3), Omán (3.2), Brasil (2.8), Siria (2.8), Brunei (2.7), Dubai (EAU) (2.6), Colombia (2.6), Trinidad y Tobago (2.5), Ecuador (2.1), Gabón (1.9), Angola (1.8), Malasia (1.8), Perú (1.7), Alemania Occidental (1.5), Bahrein (1.0).

¹ Actualizado a fines de 1978.

Fuente: R. Nehring.

reservas importantes pero pocos gigantes; por ejemplo, 59% de los recursos estadounidenses se encuentra en campos que no lo son, y en Nigeria y Rumania ese porcentaje es aún mayor (78 y 84, respectivamente).

Cuadro 4

Distribución en dos clases de los recursos petroleros conocidos de algunos países, a comienzos de 1976 (en miles de millones de barriles)

<i>Países</i>	<i>Total</i>	<i>En campos gigantes¹</i>	<i>En campos no gigantes²</i>
Estados Unidos	148.0	61.3	86.7
URSS	96.0	62.6	33.4
Nigeria	18.0	3.9	14.1
Canadá	15.2	6.0	9.2
China	24.0	9.0	15.0
Rumania	5.0	0.8	4.2

1 Campos con más de 500 millones de barriles.

2 Campos con menos de 500 millones de barriles.

Fuente: R. Nehring.

Subrayemos que las situaciones geológicas y sedimentológicas varían mucho de una provincia a otra y, por consiguiente, es muy arriesgado formular evaluaciones sobre la base de presuntas similitudes. Hay, en verdad, dos extremos: por un lado, una inmensa cuenca única con unos cuantos campos enormes (el Medio Oriente), y por otro grandes cuencas con una gran cantidad de campos pequeños (Estados Unidos, Canadá y Nigeria).

5. Distribución de los recursos petroleros conocidos por provincia productora (a comienzos de 1979)

La forma y el tamaño de las provincias productoras son muy diferentes. Por ejemplo, son grandes la Cuenca de Siberia Occidental y la Árabe/Iraní; las de Santa María (Estados Unidos), el Magdalena Medio (Colombia) y Wiener Becken (Austria) son pequeñas. En todo el mundo se han identificado alrededor de 600 provincias petroleras; en unas 400 se ha llevado a cabo una exploración moderada o intensa, y muy poca o ninguna en las demás. Ello no significa, empero, que estas 200 provincias estén envueltas en el más completo misterio, que una vez develado pudiese mostrar un panorama muy distinto al que hoy se conoce.

De las 400 provincias exploradas, 150 han resultado total o virtualmente secas y las restantes contienen las reservas conocidas a la fecha.

Destaca, con toda evidencia, la singularidad de la Cuenca Árabe-Iraní. Contiene más de la mitad de las reservas mundiales. Ese predominio resulta comprensible si se considera que hay en ella 26 campos supergigantes. Entre

Cuadro 5

Distribución de las reservas conocidas de petróleo en las veinte principales provincias productoras (en miles de millones de barriles)

Provincia (ubicación)	Recursos conocidos a comien- zos de	Año de des- cubrimiento	
	1979	Primer gigante	Ultimo gigante
Alberta (Canadá)	16.3	1947	1963
Reforma (México)	36.4	1972	1977
San Joaquín (Estados Unidos)	11.6	1899	1938
Pérmica (Estados Unidos)	30.6	1923	1952
Texas Oriental (Estados Unidos)	15.2	1928	1940
Costa del Golfo (Estados Unidos)	18.4	1921	1938
Delta del Mississippi (Estados Unidos)	21.5	1930	1971
Maracaibo (Colombia/Venezuela)	41.7	1914	1958
Maturín (Trinidad/Venezuela)	13.1	1913	1958
Mar del Norte (Dinamarca/Noruega/RU)	20.0	1969	1976
Volga-Ural (URSS)	40.0	1937	1958
Siberia Occidental (URSS)	37.0	1961	1973
Caucasiana Norte (URSS)	11.8	1848	1963
Triásica (Argelia/Túnez)	11.3	1956	1965
Sirte (Libia)	30.6	1959	1968
Delta del Níger (Nigeria)	20.5	1958	1968
Árabe/Iraní (Medio Oriente)	523.0	1908	1976
Caspio del Sur (URSS)	12.0	1959	—
Tampico Misalta (México)	10.7	1941	1970
Pendiente Norte (Estados Unidos)	9.9	—	—
Total	931.6		

Fuente: R. Nehring.

las demás provincias, ninguna contiene más de 10% de los recursos conocidos.

En el cuadro 5 se enumeran las 20 provincias principales, que representan 89% de los recursos. Conviene señalar que contienen 36 de los 37 supergigantes y 230 de los 272 gigantes conocidos.

6. Estimación de las reservas potenciales no descubiertas de petróleo y gas natural

Varios autores han formulado recientemente evaluaciones de las reservas potenciales no descubiertas de crudo y gas, cuyos resultados coinciden en

señalar una convergencia mucho más pronunciada en su distribución. Varios factores, surgidos en los últimos años, lo explican:

— Se ha avanzado en la comprensión de las características geológicas y petroquímicas de las provincias que ya están produciendo.

— Se dispone de más datos geológicos.

— El inmenso progreso tecnológico de la exploración geofísica ha permitido realizar la prospección de todo el planeta, aunque no de modo homogéneo (es decir, con distintas intensidades).

— Prácticamente todas las zonas productivas potenciales, incluso las que aún no se han investigado o sólo lo han sido parcialmente, están clasificadas en determinadas cuencas claramente definidas.

— Se han mejorado los métodos de evaluación de reservas.

Siempre se aclara sobre qué condiciones se apoyan las previsiones (por ejemplo, la recuperación calculada, los límites de costo, etc.), lo cual ayuda a comparar críticamente las distintas estimaciones. Los resultados que aceptan numerosos expertos pueden sintetizarse como sigue:

Se calcula que los recursos de petróleo extraíble son, en esencia, del mismo orden de magnitud que los descubiertos hasta la fecha. De ellos, se cree que la mitad pertenece a cuencas conocidas, actual o potencialmente productivas, y el resto se encuentra en provincias "fronterizas" aún no exploradas y en medios hostiles al hombre.

El ENI-AGIP ha elaborado estimaciones de los recursos mundiales. Las presentó en el Congreso Mundial de Energía realizado en Estambul, y coincidieron con las conclusiones generales del Congreso. Desde entonces se las mantiene actualizadas, y sus resultados son la base de este trabajo.

Las observaciones formuladas acerca de las estimaciones de los recursos petroleros son válidas para el caso del gas natural, pero deben señalarse dos aspectos adicionales:

— Hay que distinguir entre el gas asociado y el no asociado, puesto que la producción del primero es obligatoria.

— En ciertas provincias que sólo contienen gas se han realizado prospecciones para establecer su potencialidad; en algunos casos ésta resultó muy grande. No obstante, estas cifras no aparecen en las estadísticas y ni siquiera se las publica como reservas probadas. En esencia, ello se debe a las dificultades y los rezagos que hay en la cadena producción/transporte/comercialización internacional del gas, así como a la gran distancia entre algunas provincias y los principales centros de consumo.

Por consiguiente, es probable que los datos subestimen los recursos reales de gas natural; de todos modos, éstos parecen menores que los de petróleo, medidos en calorías. También en el caso del gas este trabajo se apoya en las previsiones del ENI-AGIP, en las que se introdujeron ciertos coeficientes con respecto a las reservas no descubiertas para compensar las deficiencias mencionadas.

Cuadro 6

Estimación de las reservas mundiales de petróleo no descubiertas, por regiones geográficas, de 1980 a 2000
(en miles de millones de barriles)

	<i>Sin descubrir</i>	<i>Recuperación adicional</i>	<i>Reevaluaciones</i>	<i>Total</i>	<i>Reservas probadas + adiciones hasta el año 2000</i>
Medio Oriente	139	158	95	392	764
Asia, URSS y Oceanía	109	66	20	195	303
Américas	107	69	52	228	316
Africa	55	42	26	123	180
Europa	40	27	12	79	106
Total mundial	450	362	205	1,017	1,669

Nota: Las cifras de la columna encabezada "sin descubrir" se estimaron sobre la base del tamaño de las cuencas sedimentarias y de la intensidad de la exploración ya realizada, medida por los pozos exploratorios perforados por unidad de superficie y ponderando su profundidad media. Las cifras de "recuperación adicional" y de "reevaluaciones" se estimaron sobre la base de los efectos posibles de las tecnologías que se aplicarán hasta el año 2000.

Fuente: AGIP.

En los cuadros 6 y 7 se presentan las estimaciones de las reservas no descubiertas de petróleo y gas natural, por zonas geográficas. Del primero surge que las de petróleo llegan a 1.017 billones de barriles, cifra que incluye las reservas submarinas pero excluye procesos mejorados de recuperación muy complejos. Ese total puede descomponerse así:

- 450 000 millones se descubrirían con las tecnologías actuales;
- 362 000 millones provendrían de incrementos en la recuperación, y
- 205 000 millones surgirían de re-evaluaciones.

Si se suman todos los recursos conocidos (producidos y probados) el total de las reservas recuperables puede llegar a unos 2.08 billones de barriles, de los cuales 413 000 millones ya se han extraído.

Debe señalarse que estas predicciones se basan en la hipótesis de que se cumplirán las condiciones ideales necesarias, es decir, que la investigación y la producción evolucionarán ininterrumpidamente con base en criterios nacionales, en todos los campos y con el debido apoyo financiero y político.

Cuadro 7

Estimación de las reservas mundiales no descubiertas de gas natural, por regiones geográficas, de 1980 a 2000 (en billones de metros cúbicos)

<i>Región</i>	<i>Sin descubrir</i>	<i>Reevaluaciones</i>	<i>Total</i>	<i>Reservas probadas + adiciones hasta el año 2000</i>
Medio Oriente	22.61	15.07	37.68	53.38
Asia, URSS y Oceanía	29.29	21.45	50.74	80.64
Américas	16.46	4.32	20.78	31.98
África	11.35	3.25	14.60	19.90
Europa	6.70	3.90	10.60	16.00
Total mundial	86.41	47.99	134.40	206.90

Nota: Véase el cuadro 6. Las cifras de la columna "sin descubrir" sólo comprenden el gas seco y no abarcan al asociado con petróleo.

Los datos de este cuadro indican que bien podrían descubrirse y extraerse 134.4 billones de metros cúbicos de gas natural, en regiones ya exploradas o no, en las condiciones técnicas y económicas que sería razonable esperar que se presenten hasta el año 2000. Si a esta cifra se agregan las reservas probadas, las recuperables totales hasta el año 2000 podrían llegar a unos 207 billones de metros cúbicos.

Fuente: AGIP.

7. Estimación de las reservas potenciales no descubiertas de petróleo y gas natural por regiones geográficas

Europa (excluida la URSS)

Se han explorado de modo intensivo las provincias productoras terrestres y las submarinas hasta una profundidad de 200 metros. En algunas zonas ya exploradas podrían lograrse nuevos descubrimientos, tanto en tierra como submarinos, perforando pozos más profundos (por ejemplo, en Italia). También podrían ocurrir nuevos descubrimientos en las provincias submarinas del Mar del Norte al norte del paralelo 62, en extensiones de las cuencas productoras y en las formaciones sedimentarias a lo largo de la plataforma y la pendiente continentales del Océano Atlántico (especialmente en Portugal, España, Francia, el Reino Unido, Irlanda), y en las partes

más profundas del Mediterráneo, cuya explotación es muy poco probable antes del decenio de los noventa.

Se estima que las reservas totales que pueden descubrirse en Europa (excluida la URSS) alcanzan a unos 40 000 millones de barriles de petróleo y 6.7 billones de metros cúbicos de gas natural. Se podrían obtener 27 000 millones de barriles adicionales mediante la recuperación secundaria y terciaria, si suponemos que la recuperación total del petróleo en el lugar sería, finalmente, de 45-50 por ciento. En total, las reservas calculadas más las que se agreguen hasta el año 2000 pueden estimarse en 160 000 millones de barriles de crudo y unos 16 billones de metros cúbicos de gas.

Medio Oriente

La exploración ha sido intensiva en algunas zonas de esta región; por ejemplo, en Kuwait, Qatar y los Emiratos Árabes Unidos. Queda mucho por hacer, sin embargo, en Arabia Saudita, Irán e Iraq, que ofrecen perspectivas muy interesantes. Las posibilidades son menos favorables en Siria y Omán.

Recuérdese que en varios casos se han perforado campos, se comprobó que eran productivos desde el punto de vista técnico y se los cerró por razones económicas y de mercado. No se ha determinado su potencialidad, pero se cree que la de algunos es extremadamente alta. Esto es válido, en particular, para Arabia Saudita, donde se ha descubierto una cantidad de campos gigantes que aún no están en explotación, así como muchos otros grandes que no se desarrollaron porque resultan pequeños para las pautas de ese país. Lo último ocurre también en Irán. Subrayemos que la estimación de las reservas iraníes se basa en el supuesto de una recuperación primaria de 18-20 por ciento del crudo en el lugar.

En Iraq es probable que se encuentren nuevos campos gigantes, y se cree que el monto de las reservas aumentará significativamente a raíz del desarrollo de partes más profundas de los yacimientos que ya están en producción. La zona submarina de la Península Arábiga, del lado del Océano Índico, parece muy interesante, aunque apenas se la ha explorado hasta ahora. En el Medio Oriente hay enormes reservas de gas natural, tanto asociadas con crudo como no asociadas. Estas últimas todavía no se explotan, excepto en algunos casos como el de Irán, que dedica el gas al consumo interno. En general, se ha dado prioridad a la comercialización del gas asociado.

Se estima que se pueden descubrir reservas totales de unos 139 000 millones de barriles de petróleo y 22.61 billones de metros cúbicos de gas. Otros 158 000 millones de barriles podrían obtenerse merced a la recuperación avanzada. En total, las reservas probadas más las adiciones hasta el año 2000 pueden calcularse en 764 000 millones de barriles de crudo y unos 58.4 billones de metros cúbicos de gas natural.

Africa

Pueden realizarse nuevos descubrimientos en algunas de las cuencas ya productivas, en las que la exploración está muy avanzada; por ejemplo, las grandes cuencas del Sahara, parte de la fosa submarina de Suez y algunos alargamientos de la plataforma continental en la costa atlántica. También deben considerarse las regiones que cubra la expansión de la exploración submarina profunda, sobre todo en las costas del Atlántico y el Pacífico. Están, asimismo, las enormes cuencas sedimentarias del continente, apenas exploradas: algunas no son muy promisorias, pero en otras (Chad, por ejemplo) los índices son sumamente favorables y seguramente se llegará a desarrollar actividades. África posee reservas de gas asociado y no asociado. Nigeria tiene enormes cantidades aún sin utilizar y en el sur de Argelia hay reservas imponentes no desarrolladas.

La estimación de las reservas que pueden descubrirse en la región llega a unos 55 000 millones de barriles de petróleo y 11.35 billones de metros cúbicos de gas natural. Es muy posible que se obtengan 42 000 millones de barriles adicionales de crudo mediante la recuperación avanzada. En total, las reservas probadas más las adiciones hasta el año 2000 pueden alcanzar a 180 000 millones de barriles de petróleo y unos 20 billones de metros cúbicos de gas natural.

Las Américas

Se presume que habrá nuevos descubrimientos como consecuencia de la exploración intensiva que se está llevando a cabo, sobre todo en Estados Unidos y Canadá, en las grandes cuencas de la región ártica y la submarina del Labrador, en las zonas submarinas inexploradas de Estados Unidos, en las cuencas de la costa atlántica de América Central y del Sur y en los yacimientos más profundos de las cuencas que ya están en producción.

Se espera descubrir 107 000 millones de barriles de petróleo y alrededor de 16 billones de metros cúbicos de gas natural, así como obtener 69 000 millones de barriles adicionales de crudo mediante recuperación avanzada. En total, las reservas probadas más las que se agreguen hasta el año 2000 llegarían a 316 000 millones de barriles de petróleo y unos 31.98 billones de metros cúbicos de gas natural.

Asia, la URSS y Oceanía

Puede suponerse que habrá nuevos descubrimientos en las regiones siberianas y a lo largo de las costas del Océano Pacífico, así como en las cuencas costeras del Pacífico y el Mar de la China, en las cuencas terrestres de China y en las submarinas de Australia y Nueva Zelanda. Se calcula que los descubrimientos llegarán a 109 000 millones de barriles de petróleo y 29 billo-

nes de metros cúbicos de gas natural. Otros 66 000 millones de barriles de crudo pueden provenir de la recuperación avanzada. Por consiguiente, las reservas probadas más las que se agreguen hasta el año 2000 podrían llegar a 303 000 millones de barriles de petróleo y unos 80.64 billones de metros cúbicos de gas natural.

8. Estimación de las reservas potenciales no descubiertas de petróleo por provincias productoras y por tamaño de campo

Al estimar las reservas potenciales no descubiertas de petróleo hemos partido de la base de que la exploración moderna ha logrado una gran eficiencia, por lo menos con respecto al descubrimiento de campos gigantes, a los métodos sísmicos y a la perforación. En general puede suponerse que, si la búsqueda de nuevos campos se realiza con la eficiencia máxima, los "gigantes" deben descubrirse dentro de los primeros siete a diez años de perforación. Por otro lado, es poco probable que una provincia se convierta en una cuenca productora importante si los primeros 20 a 30 pozos de exploración resultan secos, suponiendo que se hubiera elegido su ubicación después de cuidadosos estudios geológicos y geofísicos.

La mayoría del petróleo que se consume hoy en día proviene de las "veinte provincias principales", que contienen 89% del petróleo recuperable del mundo, en tanto que otras cinco provincias contienen alrededor de 5% y unas 220 provincias el restante 6%. Puesto que hoy en día lleva de seis a quince años establecer la existencia de recursos en una provincia, es evidente que la expansión de los recursos totales de crudo dependerá, en lo fundamental, del descubrimiento de nuevas provincias "importantes"

Si partimos de la hipótesis de que es posible estimar la potencialidad de las cuatrocientas provincias ya exploradas (aunque en algunas áreas subsiste una considerable incertidumbre), es razonable suponer que la exploración tendrá que orientarse a descubrir nuevos recursos energéticos en las provincias en las que la prospección ha sido, hasta ahora, escasa o nula.

No debe olvidarse, sin embargo, que ha disminuido la tasa de apertura de nuevas provincias productoras. De 1970 a 1975 sólo se ha abierto una provincia importante —Reforma, en México—, en tanto que de 1956 a 1970 se abrieron ocho. Sin duda, esa declinación se debe a que ya se han explorado, en su mayoría, las provincias accesibles, cuyos costos de prospección son razonables. Las provincias árticas, por ejemplo, que presentan considerables dificultades logísticas y ambientales, exigirán más recursos financieros y nuevas tecnologías adelantadas.

El descubrimiento de campos supergigantes

La historia del sector petrolero está dominada, fundamentalmente, por el descubrimiento y desarrollo de campos supergigantes. Hasta comienzos

Cuadro 8

Estimación de las reservas potenciales no descubiertas de petróleo por clase, tamaño y cantidad de campos, de 1981 a 2000 (en miles de millones de barriles)

<i>Campos</i>	<i>Cantidad de campos (estimada)</i>	<i>Tamaño promedio</i>	<i>Nuevos recursos por descubrir</i>	<i>Porcentaje de las reservas potenciales totales</i>
Supergigantes	8	8.5	68.0	15
Otros gigantes	160	0.9	144.0	32
Subtotal gigantes	168	1.3	212.0	47
No gigantes grandes	750	0.16	120.0	27
Otros no gigantes	9,900	0.012	118.0	26
Subtotal no gigantes	<u>10,650</u>	<u>0.13</u>	<u>238.0</u>	<u>53</u>
Total	10,818	0.04	450.0	100

Fuente: AGIP.

del decenio de los setenta, la disponibilidad total de petróleo aumentó de modo gradual debido al descubrimiento de campos de enormes proporciones. En esa época, las principales provincias productoras contenían 35 de los yacimientos supergigantes conocidos.

Empero, en esa década disminuyeron rápidamente los descubrimientos de petróleo y, en particular, los de campos supergigantes. En el decenio de los sesenta se descubrieron trece de estos campos, en tanto que sólo dos se agregaron a principios de los setenta. Esta tendencia se mantiene hasta la actualidad, y se la vincula con la correspondiente declinación de la apertura de nuevas provincias importantes. Todavía podrían encontrarse regiones promisorias para la detección de supergigantes en provincias ya exploradas, como algunas de Arabia Saudita, el centro y sur de Iraq y la de Reforma en México; la cantidad más probable es de cuatro de estos campos. Si suponemos que se encontrarán cuando menos otros cuatro supergigantes en provincias nuevas, el total por descubrirse llegaría a ocho, con un tamaño promedio de 8 500 millones de barriles. Esta cifra es inferior al promedio de los supergigantes conocidos, que es de 15 500 millones de barriles, debido a que los supergigantes del Medio Oriente serán, con seguridad, más pequeños que los ya descubiertos, y a que los de otras regiones son decididamente menores (véase el cuadro 8).

La potencialidad total prevista es, pues, de unos 68 000 millones de barriles, alrededor de 15% del monto total por descubrir. Esta cifra es considerablemente inferior a la de los supergigantes ya descubiertos, que contienen bastante más de 50% de los recursos totales conocidos.

El papel de los campos gigantes

Puesto que estos campos se vinculan con el desarrollo de las provincias importantes, es inevitable la disminución de nuevos descubrimientos. Desde mediados de los años setenta, los únicos gigantes descubiertos fueron los de la cuenca árabe-iraní y la de Reforma, lo cual ayudó a compensar la disminución de los descubrimientos submarinos en el periodo 1960-1980. Aun hoy en día sigue habiendo una buena probabilidad de que estas dos provincias contengan campos gigantes, porque sólo se han perforado muy pocos pozos exploratorios y el porcentaje de éxitos ha sido alto. Por consiguiente, se cree que todavía habrá descubrimientos terrestres y submarinos en estas dos provincias, aunque el tamaño promedio será inferior al de los ya realizados.

En el caso de nuevas provincias aún no exploradas, debe tomarse en cuenta que la mayoría de los campos gigantes se encontrará mar adentro y, por consiguiente, éstos serán más pequeños que los actuales; las estadísticas indican un promedio de 1 100 millones de barriles en los gigantes terrestres y 970 millones en los submarinos. Se supone el descubrimiento de unos 160 campos gigantes, con una media de 900 millones de barriles. Por tanto, se estima que estos campos aportarán alrededor de 144 000 millones de barriles, es decir, algo así como 31% del petróleo por descubrir (véase el cuadro 8).

El papel de los campos no gigantes

La contribución de estos campos a los recursos petroleros totales ha sido muy pequeña: 18%, frente a 30% que aportaron los gigantes y 52% de los supergigantes. Se cree que aumentará la cantidad de no gigantes grandes que se descubrirá en el futuro cercano. Se harán nuevos descubrimientos en dislocaciones sutiles (las que no pueden detectarse mediante estudios sísmicos), en las que el descubrimiento depende de investigaciones geológicas profundas, interpretaciones más elaboradas de resultados sísmicos y nuevos métodos operativos que implican un riesgo mayor de perforar pozos secos.

Puesto que estos campos se han encontrado en algunas provincias, es razonable suponer que los puede haber en otras con historia y características geológicas similares, sobre todo en aquellas en las que se ha perforado poco y en las que la exploración se orientó al descubrimiento de dislocaciones gigantes. Según los principales expertos, si se incrementa de modo

razonable la actividad de perforación se agregarán de cien a doscientos campos a los ya estimados.

También debe tomarse en cuenta otro hecho: en la cuenca árabe-iraní se han descubierto hasta ahora muy pocos campos no gigantes, debido tanto a que ahí la perforación ha sido escasa (comparada con la potencialidad de la región) como a que algunos pozos exploratorios se han abandonado o suspendido porque los recursos no se consideraron "comerciales" según las pautas del Medio Oriente. No obstante, en el futuro se los podría explotar de modo económico.

Se calcula que, en todo el mundo, se podrían descubrir no menos de 750 campos no gigantes, con un promedio de 160 millones de barriles cada uno. Esto significa 120 000 millones de barriles en total, 27% de las reservas que aún están por descubrirse (véase el cuadro 8).

En cuanto a los otros campos no gigantes, si suponemos que disminuirán los descubrimientos de los grandes y que la perforación será más intensa que la actual en todo el mundo, es obvio que los campos más pequeños tomarán mayor importancia proporcional. Esta afirmación no es tan válida, sin embargo, en Estados Unidos, cuya situación no sólo se caracteriza por la exploración y la perforación intensiva sino por el predominio de las provincias productivas pequeñas y por la especial naturaleza de la zona geosinclinal de la costa del Golfo, compuesta de muchas provincias importantes y medianas estrechamente vinculadas que contienen gran cantidad de campos pequeños.

Se estima que pueden descubrirse alrededor de 10 000 campos no gigantes, de un promedio de unos 12 millones de barriles cada uno; en total, 118 000 millones de barriles (véase el cuadro 8). Se excluyen de esta estimación las reservas de otros campos no gigantes de la región submarina del Ártico y de las provincias submarinas profundas, puesto que sus elevados costos de exploración y producción las harían antieconómicas en las circunstancias actuales.

9. Reservas potenciales de petróleo no descubiertas (excluidas las economías centralmente planificadas): previsión de los nuevos pozos exploratorios que se perforarán de 1981 a 2000 por zona geográfica

El objetivo de esta sección es definir la intensidad de las actividades de exploración necesarias para descubrir las reservas potenciales bosquejadas en el capítulo anterior. Tomaremos como índice la cantidad de pozos exploratorios que habrá que perforar en nuevos campos para descubrir tales reservas. Hemos elegido este parámetro porque, en general, el costo de los estudios geológicos y geofísicos preliminares y el del trabajo necesario para determinar la ubicación de las perforaciones suele ser menor que el costo

Cuadro 9
Reservas probadas originales de petróleo en el mundo,
clasificadas por año de descubrimiento, de 1961 a 1979 (excluidos los
países de economías centralmente planificadas)
(en millones de barriles)

<i>Año</i>	<i>Europa Occidental</i>	<i>Medio Oriente</i>	<i>Africa</i>	<i>Estados Unidos y Canadá</i>	<i>América Latina</i>	<i>Lejano Oriente y Oceanía</i>	<i>Total Mundo Occidental</i>
1961	90	11,535	12,412	2,926	713	1	27,677
1962	140	11,175	1,444	2,520	1,163	114	16,556
1963	30	6,744	814	2,611	1,775	701	12,675
1964	185	35,100	1,216	3,307	1,001	1,047	41,856
1965	20	8,100	4,068	3,882	1,143	171	17,384
1966	30	8,000	4,302	3,910	870	253	17,365
1967	60	14,147	5,542	3,108	1,037	1,772	25,666
1968	60	4,990	3,529	2,891	1,143	564	13,127
1969	1,268	6,900	1,409	2,378	1,390	504	13,849
1970	2,580	11,613	636	12,978	1,010	1,811	30,578
1971	2,525	3,340	3,257	2,558	760	2,510	14,941
1972	1,790	2,726	2,284	1,750	1,521	944	11,015
1973	3,290	2,300	1,616	2,355	1,930	1,508	12,999
1974	6,990	3,360	2,104	2,160	2,664	1,744	19,022
1975	2,563	490	1,203	1,496	1,697	2,253	9,702
1976	1,008	8,323	687	1,304	3,999	3,720	19,041
1977	968	500	1,068	1,495	4,727	344	9,102
1978	654	300	418	1,960	19,127	4,357	26,806
1979	829	100	392	2,800	7,614	1,311	13,046

de la propia perforación. Por supuesto, se trata de un índice simplificado, pero sería casi imposible lograr una evaluación más precisa.

Hemos excluido a la URSS y a China debido a la carencia de datos básicos. Elaboramos nuestra estimación mediante las siguientes etapas de trabajo:

1. Datos históricos, tomados cuenca por cuenca, acerca de las reservas probadas de crudo por año de descubrimiento (véase el cuadro 9) y de la cantidad de pozos exploratorios perforados en campos nuevos (véase el cuadro 10). Estos datos se agruparon en seis divisiones geográficas (Europa Occidental, Medio Oriente, Africa, Estados Unidos y Canadá, América Latina y Lejano Oriente y Oceanía) y se sumaron los totales mundiales para el periodo 1961-1979 (cuadros 9 y 10 y gráficas 1 a 7).

Para detectar con mayor claridad las eventuales tendencias subyacentes, se muestran de forma acumulativa las cifras de las reservas probadas de crudo originales (gráficas 8 a 14). Sin embargo, la investigación histórica se limitó a los decenios de los sesenta y setenta, debido a que los resultados de ese periodo se obtuvieron con tecnologías comparables con las actuales.

Cuadro 10

Cantidad de nuevos pozos exploratorios perforados en el mundo de 1961 a 1979, por regiones geográficas (excluidos los países de economías centralmente planificadas)

Año	Europa Occidental	Medio Oriente	Africa	Estados Unidos y Canadá	América Latina	Lejano Oriente y Oceanía	Total Mundo Occidental
1961	297	26	268	7,879	224	40	8,734
1962	307	37	314	7,745	200	79	8,682
1963	263	28	365	7,572	209	106	8,543
1964	278	35	284	7,612	180	159	8,548
1965	237	44	281	7,102	217	149	8,030
1966	222	51	199	7,138	224	108	7,942
1967	179	53	207	6,271	210	91	7,011
1968	185	50	233	6,180	180	106	6,934
1969	238	49	225	6,946	188	167	7,813
1970	193	68	233	6,083	242	198	7,017
1971	206	63	238	5,476	255	201	6,439
1972	202	57	214	6,163	292	232	7,160
1973	239	74	171	6,454	225	251	7,414
1974	234	61	177	6,797	193	244	7,706
1975	305	84	196	7,192	220	232	8,229
1976	267	102	167	7,403	194	215	8,348
1977	240	82	211	7,810	217	171	8,731
1978	283	106	198	8,423	209	235	9,454
1979	165	107	188	8,335	222	206	9,223

Fuente: Petroconsultants, S.A.

2. Se evaluó la probabilidad de encontrar nuevas reservas extendiendo la exploración de las cuencas en superficie y en profundidad. Se comprobó el tamaño de las cuencas sedimentarias y submarinas para cada país, es decir, todas las regiones en que podría haber depósitos de hidrocarburos. Entonces se evaluó la intensidad de la exploración ya realizada en esas cuencas desde el punto de vista de la superficie. Para establecer esta intensidad (la "madurez" de la exploración según la superficie cubierta) se adoptó un criterio basado en el cociente entre la cantidad de pozos exploratorios ya perforados y la extensión potencial de la cuenca. Las cifras obtenidas se refirieron después a una escala predeterminada, en la que se establecen coeficientes de "madurez" de exploración geográfica en términos de la cantidad de pozos perforados por unidad de superficie sedimentaria. Tales coeficientes representan la probabilidad de descubrir nuevas reservas ampliando la búsqueda en esa región. En otras palabras, se supone que las reservas aún

no descubiertas son inversamente proporcionales a la exploración ya realizada, tomando debida cuenta de las cantidades encontradas hasta ahora.

Las cifras se modificaron para el caso de algunas regiones, como el Medio Oriente, cuya estructura se mantiene uniforme en grandes extensiones y que poseen yacimientos grandes y diseminados. Por tanto, los datos estadísticos podrían no ser representativos.

También se consideró la posibilidad de encontrar nuevas reservas explorando a mayor profundidad. Para establecer la profundidad ya explorada se adoptó un criterio basado en la profundidad media de los pozos exploratorios. Estas profundidades medias se compararon con una escala convencional predeterminada que establecía "coeficientes de madurez de explotación vertical".

Como en el caso anterior, se calculó el componente vertical de las reservas no descubiertas en proporción con las ya descubiertas, pero en términos de un coeficiente específico de profundidad. También en este caso fue necesario corregir los cálculos meramente estadísticos a partir de consideraciones geológicas acerca de las cuencas conocidas. En los datos sobre profundidad media anual de Estados Unidos, por ejemplo, la gran cantidad de pozos exploratorios poco profundos oculta las numerosas perforaciones profundas que también se han realizado.

En resumen, se evaluó primero la extensión y el espesor de las áreas sedimentarias de las cuencas, y después la "madurez" de su exploración, es decir, cuánto se habían explorado y qué resultados se habían obtenido. Los valores pronosticados se repartieron en un lapso de 20 años (1981-2000) de acuerdo con ciertas tendencias que toman en cuenta la historia de las reservas ya descubiertas (véanse las gráficas 1 a 14).

Al comparar las reservas conocidas con las que están por descubrirse, clasificadas por tamaño de los campos, se observa que la incidencia de los yacimientos más pequeños aumenta de modo gradual (cuadros 1 y 8). Ello se debe a que, en el proceso de la exploración petrolera, es más fácil descubrir los campos más grandes que son, por consiguiente, los primeros que se identifican, y quedan sin descubrir los pequeños, más difíciles de encontrar.

3. Se realizó un análisis histórico de las reservas probadas que se encontraron, en promedio, por cada pozo exploratorio nuevo perforado de 1961 a 1979, clasificadas por año de descubrimiento, para establecer las tendencias del periodo 1981-2000 (véanse las gráficas 15 a 21 y el cuadro 11). Suponemos que el cociente entre las reservas por descubrir y la cantidad de nuevos pozos exploratorios que exigirá su descubrimiento seguirá la tendencia que se hizo evidente en los últimos quince a veinte años, puesto que en ese periodo se utilizaron tecnologías modernas. Nótese que los valores utilizados para el periodo 1961-1979 se obtuvieron promediando el dato anual bruto con los valores medios de periodos sucesivos de siete años. Ello trajo a luz la tendencia subyacente en el fenómeno.

La proyección hasta el año 2000 sólo se hizo sobre la base de métodos estadísticos normales de pronóstico, pero tomando también en cuenta la probabilidad de encontrar yacimientos de distintas clases y dimensiones (y en distintas cantidades) en las diversas regiones geográficas. En particular, suponemos que se descubrirán siete supergigantes: tres en el Medio Oriente, otro en Estados Unidos o Canadá, otro más en América Latina, uno en África y el último en Europa Occidental. La tendencia de distribución de estos yacimientos se reconoce fácilmente a partir de la dirección de las curvas de predicción.

4. La cantidad de pozos exploratorios nuevos que habrá que perforar cada año, hasta el 2000, para descubrir las reservas potenciales, se obtuvo de los valores promedio de reservas no descubiertas que se encontrarán por cada nuevo pozo (véanse las gráficas 22 a 28 y el cuadro 11 línea *f*).

5. Los resultados indican que, en el mundo occidental, habrá que perforar unos 233 000 nuevos pozos exploratorios para descubrir los 357 000 millones de barriles de reservas calculados. A efectos meramente comparativos, señalemos que en 1961-1979 se perforaron 152 000 pozos exploratorios para descubrir reservas del mismo orden de magnitud. Ello significa que el valor medio de las reservas descubiertas en Occidente por cada pozo exploratorio nuevo disminuirá de 2.3 millones de barriles en 1961-1979 a 1.5 millones en 1981-2000 (cuadro 11, líneas *c* y *e*).

Desagreguemos por zonas geográficas: en Estados Unidos y Canadá habrá que perforar una cantidad muy grande de nuevos pozos exploratorios, 206 000 u 87.4% del total (frente a 135 000, u 88.6% en 1961-1979); sigue África, con 4.2% (2.9% en 1961-1979); Europa, con 3.2% (3.0%); el Medio Oriente, con 1.6% (0.8%); el Lejano Oriente y Oceanía, 1.4% (2.1%), y por último América Latina, 1.2% (2.6%).

También variará mucho, de una región geográfica a otra, el volumen de las reservas descubiertas por cada pozo. Esa cifra disminuirá 60% en el Medio Oriente (de 118 millones de barriles por pozo en 1969-1971 a 37 millones en 1981-2000); 46% en África (de 11 a 6 millones de barriles); 40% en Estados Unidos y Canadá (de 430 000 barriles a 290 000), y 7% en Europa Occidental (de 5.5 millones a 5.1 millones de barriles). En cambio, en América Latina esa cifra aumentará 16%, de 14 millones de barriles por cada nuevo pozo perforado en 1961-1979 a 16 millones en 1981-2000. En el Lejano Oriente y Oceanía el monto se mantendrá sin grandes cambios, alrededor de 8.1 millones de barriles descubiertos por cada pozo en ambos lapsos estudiados.

Cuadro 11

Datos y estimaciones sobre el petróleo en el mundo, por regiones geográficas (excluidos los países de economías centralmente planificadas)

Periodo	Europa Occidental		Medio Oriente		África		Estados Unidos y Canadá		América Latina		Lejano Oriente y Oceanía		Total Mundo		Mundo Occidental sin Estados Unidos y Canadá	
a 1961-1979	25,090	139,243	48,401	58,339	48,401	58,339	55,247	25,620	351,967	293,628						
b 1961-1979	4,540	1,177	4,369	134,581	4,050	134,581	3,189	3,189	151,906	17,325						
c 1961-1979	5.5	118.3	11.1	0.43	13.7	0.43	8.1	8.1	2.3	16.9						
d 1981-2000	38,000	135,900	53,000	57,000	44,500	57,000	25,600	25,600	356,000	297,000						
e 1981-2000	5.1	36.7	5.5	0.29	16.0	0.29	8.2	8.2	1.5	11.0						
f 1981-2000	7,445	3,717	9,873	206,000	2,780	206,000	3,159	3,159	232,974	26,974						

a - Reservas descubiertas de 1961 a 1979 (en millones de barriles).

b - Cantidad de nuevos pozos exploratorios perforados de 1961 a 1979.

c - Reservas de petróleo obtenidas por cada nuevo pozo exploratorio (en millones de barriles).

d - Pronóstico de reservas petroleras por descubrir (en millones de barriles).

e - Pronóstico de las reservas petroleras que podrán obtenerse por cada nuevo pozo exploratorio (en millones de barriles).

f - Pronóstico acumulativo de la cantidad de nuevos pozos exploratorios que habrán de perforarse.

Referencias bibliográficas

- Nehring, R., "Giant Oil Fields and World Oil Resources", Rand, Santa Monica, California, junio de 1978.
- , "The Outlook for World Oil Resources", *Oil & Gas Journal*, 27 de octubre de 1980.
- Moody, J. D., y Esser, R. W., "An Estimate of the World's Recoverable Crude Oil Resources", *Petroler International*, julio de 1978.
- Lahee, F. H., "Classification of Exploratory Drilling", *Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists*, Dallas, Texas, junio de 1974.
- 10o. Congreso Mundial: del Petróleo, Bucarest, 1979:
- , Halbouty, M. T., y Moody, J. D., "World Ultimate Reserves of Crude Oil".
- , Meyerhoff, A., "Proved and Ultimate Reserves of Natural Gas and Natural Gas Liquids in the World".
- Colitti, M., "Petroleum in the Italian and Other European Economies: Possibilities of Co-operation with Producer Countries", Seminario entre la OPAEP, Italia y países del sur de Europa, realizado en Roma en abril de 1981.
- , "Tendences du marché international de l'énergie dans les années '80", Seminario sobre "Petróleo y desarrollo" realizado en Luanda, Angola, en mayo de 1981.
- Halbouty, M. T., "Acceleration in Global Exploration – Requirement for Survival", *Bulletin of American Association of Petroleum Geologists*, mayo de 1978.
- , "World Ultimate Reserves of Crude Oil", discusión del panel 12 (4) del 10o. Congreso Mundial del Petróleo, Bucarest, 1979.
- De Golyer, E. L., y MacNaughton, L. W., "Twentieth Century Petroleum Statistics 1979", Dallas, Texas, 1979.
- Jaboli, D., "Exploration for Hydrocarbons in Italy – Results and Prospects", Simposio Internacional de Toscana, mayo de 1976.
- Roorda, J., "Petroleum in World Energy Balances to the year 2000", 10o. Congreso Mundial del Petróleo, Bucarest, 1979.
- Wood, P. W. J., "New Slant on Potential World Petroleum Resources", *Ocean Industry*, abril de 1979.

LA FIJACIÓN DEL PRECIO DEL PETRÓLEO: ¿ESTÁ EN JUEGO EL PAPEL DE LA OPEP?

Robert Mabro

¿Se mantendrá el precio del petróleo, o disminuirá? Si ocurre esto último, ¿cuál será el precio mañana? ¿Veintiocho dólares o veinticinco? ¿O deprimidos quince dólares por barril? No sólo los medios de comunicación se plantean estas preguntas, sino todos quienes se ocupan con alguna seriedad de los problemas energéticos, directa o indirectamente. Los pronósticos sobre el precio en el corto plazo son objeto de apuestas, y a su resultado se juegan algunas reputaciones.

Sin duda, se trata de preguntas interesantes. No obstante, la preocupación inmediata por los posibles cambios del precio distrae la atención de un problema más fundamental. Lo que está en juego en la actual crisis petrolera es la propia naturaleza del régimen de fijación del precio internacional del crudo. La cuestión real tiene que ver con el poder. ¿Se verá obligada la OPEP a abandonar su papel de administradora de los precios en el mercado internacional? Si tal cosa ocurre, ¿quién heredará su papel? ¿Algún nuevo agente, hoy desconocido, o las anónimas, poderosas pero incontrolables fuerzas de la oferta y la demanda, que ocasionan movimientos tan erráticos en el mercado de transacciones *spot* y en los contratos de corto plazo?

La historia del precio mundial

Recapitemos brevemente la historia del petróleo en los últimos decenios. Desde la segunda guerra mundial, los precios del crudo se han determinado mediante dos regímenes diferentes. Durante las décadas de los cincuenta y sesenta lo fijaban las principales empresas petroleras. La industria se caracterizaba por un alto grado de concentración y de integración. Dadas estas

características, las compañías podían disociar el precio de los movimientos de oferta y demanda, en tanto que manipulaban cuidadosamente la primera para ajustarla a sus previsiones de la segunda. El sistema integrado admitía la planificación; como el objetivo de ésta era lograr el equilibrio, no aparecían abiertamente escaseces ni excedentes. En tal situación es muy fácil determinar los precios e impedir que fluctúen. En realidad, las variaciones de la demanda eran permanentes, pero se las transfería a los países productores, los cuales, a su vez, tendían a aceptar con bastante pasividad las variaciones de su producción. Los aumentos de la demanda llevaban a aumentar las tasas de extracción; las caídas, a disminuirlas. Las empresas podían distribuir las variaciones entre varios productores. Durante muchos años, la pasividad de los países exportadores permitió a las empresas manejar un sistema muy planificado. Fue la época de oro de la fijación de precios.

En los años setenta surgió un nuevo régimen. La industria se dividió en vendedores y compradores de petróleo. Los vendedores, representados por la OPEP, heredaron de las empresas el papel de fijar los precios, pero no tomaron el control de todo el sistema. Había llegado a su fin la era de la integración plena y el equilibrio planificado. La oferta y la demanda estaban ahora en lados opuestos de la cerca. Ya no era posible internalizar las situaciones de excedentes (o, para decirlo con más precisión, de exceso de oferta) o de escaseces (exceso de demanda), las que comenzaron a manifestarse abiertamente. La planificación y la integración cedieron ante el surgimiento del mercado.

El régimen de precios vigente desde 1973 hasta la fecha implicaba una compleja interacción entre la OPEP, agente institucional dominante que actuaba como administrador del precio, y las poderosas fuerzas del mercado. Se puede caracterizar el sistema como un régimen mixto. La interacción operaba en dos sentidos. Por un lado, la OPEP podía fijar un precio de referencia (el del árabe liviano, que se tomaba como marcador) y el mercado ejercía una influencia considerable en la pauta de precios diferenciales de las numerosas variedades de crudo. En segundo lugar, la OPEP estaba en condiciones de mantener fijo su precio de referencia, por lo menos en términos nominales, en los periodos de demanda floja, cuando un mercado sin controles hubiera llevado normalmente al colapso de los precios. Tal capacidad fue notoria durante la recesión de 1975 y en 1977-1978. En cambio, la OPEP tendía a acompañar el empuje ascendente ocasionado por un mercado tenso, como sucedió en la gran crisis de 1979-1980.

Los futuros mecanismos de fijación del precio

De esa manera, los movimientos del precio del crudo en el periodo 1973-1982 no se parecieron a los del lapso anterior (los cincuenta y los sesenta), cuan-

do la regulación de las empresas los mantuvo virtualmente constantes. Pero tampoco se parecieron a los de los bienes primarios convencionales, que sufren considerables alzas y bajas. El precio del petróleo permaneció fijo en los periodos de exceso de oferta y se disparó cuando hubo exceso de demanda.

La pregunta que hoy debería preocupar a todo el mundo (países productores, sean o no miembros de la OPEP; empresas, y consumidores) es si la actual "crisis de demanda petrolera" conducirá al surgimiento de un nuevo régimen de precios. Las implicaciones de un eventual cambio (o de la subsistencia del sistema actual) tienen una enorme importancia para todos los participantes en el juego.

La posible gama de regímenes de precio está determinada, en un extremo, por un manejo total (o "administración") y, en el otro, por el exclusivo juego del mercado. Entre ambos, el régimen incluye a la OPEP y al mercado, con distinta influencia según la presión relativa de ambas fuerzas.

El extremo de la administración total del precio es virtualmente imposible. Requeriría de un acuerdo entre productores y consumidores acerca de una estrategia unificada, o de la reintegración de la industria bajo un dominio único. Lo primero es improbable y lo segundo inconcebible.

El papel de la OPEP en la futura determinación del precio

Por consiguiente, la pregunta planteada se reduce a la siguiente: ¿seguirá la OPEP teniendo un papel en la determinación del precio, o ésta recaerá completamente en el mercado? Esta forma de plantear el problema revela con claridad cuánto tiene en juego la OPEP en la crisis actual, y ayuda a comprender y predecir su comportamiento y sus respuestas.

Todos y cada uno de los miembros de la OPEP comprenden muy claramente lo que está en juego: tanto los moderados como los militantes; Arabia Saudita, por lo común calificada como pieza clave del sistema, y Nigeria, a quien todos creen, quizá con mucha exageración, el eslabón más débil; los opulentos productores del Golfo y los países con grandes poblaciones y grandes necesidades de ingresos, como Indonesia.

Todos ellos saben que su capacidad para administrar el precio del petróleo les ha producido considerables beneficios financieros y políticos. Abandonar esa capacidad en manos de un mercado ciego los privaría, en el futuro, de tales ventajas.

Quienes no ocultan sus deseos de destruir a la OPEP aseguran a los miembros de esta organización que los países consumidores deberían apropiarse de la renta del petróleo estableciendo un impuesto a la importación o al consumo. En tales condiciones, rebajar el precio equivaldría a regalar ingresos al mundo industrializado. Además, aumentar los aranceles a la importación eliminaría el único incentivo que podría existir para bajar los precios: el logro de cierta recuperación inmediata de la demanda. Para-

dóxicamente, quienes desean destruir a la OPEP refuerzan la voluntad de sus miembros de mantenerse unidos.

En el corto plazo, la OPEP también comprende que tendrá que defender cualquier precio de referencia que elija en las circunstancias actuales, recurriendo a los cortes en la producción. Si éstos son inevitables, bien podría defenderse el precio actual y no sufrir la pérdida combinada de ingresos que implicaría rebajar el precio y reducir la producción.

Hay otro elemento, de mayor importancia: recuérdese que desde su creación, hace veintidós años, la identidad de la OPEP se vincula singularmente con la defensa del precio del crudo. La organización se creó en 1960 para impedir una reducción ulterior del precio fijado. Durante toda su historia, las preocupaciones, las acciones y los logros de la OPEP giraron alrededor del precio. Es difícil comprender por qué tantos observadores de la industria, y tantos petroleros que deberían haber aprendido algo en sus largos años de vinculación con la organización, están tan dispuestos a suponer que ésta renunciaría a su mera razón de ser apenas sonasen los primeros disparos.

Por último, los miembros de la organización han logrado cierto peso político en el panorama internacional mediante su "poder petrolero", que se manifiesta en su papel con respecto al precio del crudo. Antes de 1973, la mayoría de los países de la OPEP no se distinguía del resto del Tercer Mundo: en la escena internacional, a todos los efectos prácticos se les ignoraba por igual.

A partir de ese año empezaron a gozar del reconocimiento internacional. A algunos de ellos el poder petrolero les permitió asumir un liderazgo político regional. En ciertos casos reforzó la seguridad de los gobiernos. Otorgó ponderación a su presencia en los foros internacionales y, cuando se presentó la ocasión, les ayudó a promover objetivos políticos más amplios, que trascendían el mundo del petróleo.

El control de precios en un mercado blando

La conducta de la OPEP en la situación actual, tal como se manifiesta por las recientes decisiones tomadas en Viena, sólo puede evaluarse en términos de esta lógica de poder. Mantener el control sobre los precios en un mercado "blando" es la verdadera prueba de fuerza. Cuando la demanda es débil, ese control sólo puede ejercerse mediante recortes a la producción; he ahí la razón de que los ministros del petróleo se hayan puesto de acuerdo con tanta rapidez para aprobar en Viena un programa de producción que implica grandes sacrificios para muchos países productores. Hay una prueba evidente de la fuerza de su determinación: no perdieron tiempo en intentar ajustes finos en la distribución de las cargas relativas. En un mercado débil, que hace surgir dudas en todo el mundo, era necesario reafirmar inequívocamente la determinación de mantener los precios; a eso se deben las

clarísimas declaraciones del jeque Yamani, tanto en Doha el 5 de marzo como en Viena el 19 del mismo mes, estableciendo el compromiso de Arabia Saudita con el precio de referencia de 34 dólares por barril.

Cualquier otra posición hubiera indicado con claridad que la OPEP abandonaba al mercado, en última instancia, su papel en la determinación del precio. El mecanismo es sencillo: una rebaja del precio genera expectativas de rebajas adicionales, porque en el corto plazo el mercado sigue lerdo y el vendedor ya exhibió su debilidad. (Eso es precisamente lo que ocurrió en el Mar del Norte, cuando la BNOC redujo el precio en 4 dólares a fines de febrero; las empresas querían mantener la puerta abierta a reducciones ulteriores y solicitaron —con éxito— que la BNOC renunciara a la congelación del precio por tres meses.) Si la OPEP hubiera reducido el precio, es probable que después lo hicieran la BNOC o México. La espiral descendente hubiera arrastrado a todos durante el segundo trimestre y quizá hasta bien entrado el tercero. A partir de entonces, la OPEP no hubiera podido hacer otra cosa que seguir al mercado en su trayectoria hacia abajo, después horizontal y sólo después hacia arriba (o, quizá, otra vez hacia abajo). Es así como se comportan los precios del crudo. Para la OPEP las consecuencias hubieran sido muy importantes. Fracasas en el precio equivale a perder la capacidad para determinar la propia participación en la renta petrolera. Empezarían a esfumarse la identidad y la razón de ser de la organización, y muy poco subsistiría de los elementos de poder político adquiridos en los últimos veinte años.

La determinación de los sauditas

Me he extendido demasiado en algunos aspectos muy sencillos de la OPEP, que son evidentes para todos sus integrantes y para quienes han hecho el esfuerzo de comprenderla tal como es (que constituyen, por desgracia, una pequeña minoría). A juzgar por buena parte de lo que se dice y escribe, no son tan evidentes para la mayoría de los observadores. Muchos de éstos ya han resuelto que la OPEP está en retirada y que ni siquiera presentará batalla. Sobre la base de pruebas por demás débiles, muchos concluyeron que Arabia Saudita estaba decidida a romper el precio. Si hubieran tenido una idea clara de la naturaleza, los objetivos y los intereses de la organización, hubieran cuando menos matizado en alguna medida sus análisis, que no tomaron en cuenta lo que la OPEP se jugaba en ese asunto. Y la clave para interpretar la conducta de Arabia Saudita radica en la noción de liderazgo. Creo que fui el primero en acuñar en 1975, un poco en broma un aforismo que hoy es un cliché: "La OPEP es Arabia Saudita." Los clichés se desvalorizan terriblemente; aunque todo el mundo los repite, nadie se preocupa por investigar su significado. El punto fundamental radica en que Arabia Saudita identifica su papel en el seno de la OPEP con el papel de la pro-

pia organización como administradora del precio. La esencia de esa función radica en impedir que el precio caiga cuando el mercado lo presiona hacia la baja, así como impedirle que suba hasta los cielos cuando el mercado provoca una explosión.

Es indudable que Arabia Saudita estaba decidida a poner freno a los aumentos de 1979-1980, y a permitir después un reajuste de los precios reales mediante una prolongada congelación de los nominales. En un mercado tan débil como el actual, Arabia Saudita sigue hoy cumpliendo coherentemente su papel cuando declara su decisión de mantener el nivel de los precios. Es totalmente erróneo suponer que su objetivo siempre consiste en empujar el precio, sin tomar en cuenta las condiciones del mercado y las que le impone el papel que asumió.

Cuando afirmo que la OPEP tiene buenas razones para mantener el precio aun recurriendo a medidas extraordinarias (y es extraordinario, sin duda, establecer un programa de cuotas de producción), eso no implica necesariamente que ya haya ganado la batalla. Hasta ahora sólo hemos establecido la fuerza de la OPEP, que es un término de la ecuación. Debemos formularnos dos preguntas adicionales y vinculadas entre sí: ¿a qué se enfrenta la OPEP? ¿Son adecuados los medios que emplea?

Las características del mercado

Las condiciones adversas a las que se enfrenta la OPEP pueden definirse con tres características. La primera es la pronunciada caída del consumo mundial de petróleo, que comenzó en 1979 y continúa hasta hoy. Según la mayoría de los pronósticos, el consumo en 1982 será una vez más inferior al del año anterior, pero nadie arriesga una cifra concreta. A modo de hipótesis, estoy dispuesto a aceptar la previsión más pesimista: un consumo mundial de 44 millones de barriles diarios, 2% menos que en 1981.

La segunda condición adversa es la disminución de los inventarios. La principal diferencia entre ambas características es que, aunque el consumo puede mantenerse bajo por mucho tiempo, el ciclo de las existencias debe invertirse inevitablemente en algún momento del tercer trimestre de 1982. Es imposible dar una cifra confiable acerca de los inventarios, porque quienes creen conocerla no dicen la verdad, y quienes no la conocen elaboran estimaciones muy diversas. Mi propia intuición al respecto es que, en el cuarto trimestre de 1981, se recurrió a ellos por unos 4 mbd; que las existencias de los consumidores están muy cerca de agotarse; que los inventarios disponibles para el comercio son del orden de 500 millones de barriles, y que su distribución en toda la industria es muy dispareja, algunos de los socios de la Aramco pueden tener mucho, es probable que la Shell tenga menos y la BP menos aún. Las empresas pequeñas de Estados Unidos no están todas en el mismo barco: algunas lograron disminuir drásticamente

sus inventarios, otras todavía los tienen considerables. Los japoneses y franceses tienen buenas existencias, y quizás también los italianos. La desigual distribución significa que la tasa de disminución de los inventarios que podría mantenerse durante cierto tiempo es menor de lo que sugieren los datos agregados de las existencias totales.

Supongamos un consumo tan bajo como 44 mbd, una producción de los países que no integran la OPEP y exportaciones netas de la Unión Soviética por un total de 23 mbd, y una disminución promedial de los inventarios de 4 mbd en el primer trimestre, 2 mbd en el segundo y el tercero, y un moderado aumento de éstos de 1 mbd en el cuarto. Todo esto resulta en una demanda de petróleo de la OPEP de 19.25 mbd. Dadas las fluctuaciones estacionales del consumo y el comportamiento de los inventarios, es fácil concluir que el tope establecido por la OPEP en Viena, de 17.5 mbd (a los que habría que agregar 900 000 barriles diarios de líquidos del gas natural) podría resultar apenas suficiente durante el segundo y el tercer trimestre, pero que sería indudablemente escaso en el cuarto. La conclusión es que la OPEP no tendrá razones para sentirse satisfecha durante los próximos tres o cuatro meses.* No obstante, el ajuste de la producción que podría necesitarse sería pequeño, y puede ser muy eficaz si, tan pronto como surja la necesidad, Arabia Saudita reduce unos 500 000 a 750 000 barriles diarios su extracción. Esto último es fácil, puesto que el convenio de Viena le dejó una producción suficiente para actuar con eficacia y credibilidad como una segunda línea de defensa del precio.

La tercera característica del sector que complica el papel de la OPEP en la determinación del precio es el surgimiento reciente de productores importantes que no la integran. Estos constituyen un problema más permanente que el del ciclo de los inventarios y, quizá, que la misma caída del consumo. Están fuera del sistema de precios administrativos, pero no obstante lo aprovechan. Estar fuera les permite mantener sus montos de exportación mediante una reducción del precio, pero mientras se sostenga el de la OPEP se las pueden arreglar con rebajas relativamente pequeñas, que no significan una disminución demasiado grande de sus ingresos.

La influencia de los productores que no integran la OPEP

Sin embargo, la conducta de los productores ajenos a la OPEP con respecto a los precios, en un mercado flojo, transmite cierta presión a los países que la integran. Hay una cadena de transmisión muy clara del Mar del Norte a Nigeria, y de ahí a los demás productores de África. El siguiente eslabón podría llevar la presión de Abu Dhabi, Qatar e Indonesia, y así sucesivamente, hasta llegar por último a los productores centrales de la OPEP.

* Recuérdese que este trabajo se presentó en mayo de 1982. (N. del T.)

En tanto se sostenga la OPEP, estos productores ajenos a ella no tienen grandes incentivos para actuar de un modo diferente, pero su propio comportamiento ejerce presión contra el mismo sistema en el que se cobijan. No es difícil imaginar una situación en la cual pudieran llegar a romper el precio. Este es un juego en el que todos los productores pueden perder; la cuestión consiste en saber si podrán percibir a tiempo el peligro, y hacer algo para evitarlo.

Paradójicamente, las empresas petroleras se encuentran en la misma situación equívoca. Por ejemplo, las que operan en el Mar del Norte desean que Noruega y el Reino Unido establezcan un precio bajo para el crudo, lo que les permitiría trasladar su pago de impuestos a sus mercados del sur, donde las tasas son más benévolas; también quisieran aumentar sus utilidades por refinación. La enorme presión que ejercieron estos operadores sobre la BNOOC obtuvo, en febrero pasado, una generosa rebaja del precio. Empero, estas mismas empresas resultarían muy perjudicadas por un derrumbe desordenado de la estructura de precios, que bien podría ser el resultado de estos acontecimientos en el Mar del Norte en cuya génesis influyeron.

En mi opinión, no hay una conspiración; sólo se trata de esquizofrenia. Los productores ajenos a la OPEP quieren disfrutar a un tiempo de las ventajas del mercado y de la protección de un precio asegurado por el cual no pagan prima alguna. Las empresas petroleras quieren un precio bajo para el crudo que compran y un nivel general de precios suficientemente alto para impedir la caída del precio de los productores petroleros que venden. No es posible tener las dos cosas a la vez. Tarde o temprano, todos sufrirán un desagradable despertar.

Conclusión

No estoy dispuesto a pronosticar qué clase de régimen de precios surgirá en los años ochenta. Si el mercado gana la batalla, me temo que toda la industria internacional del petróleo tendrá que pasar por un largo y difícil período de adaptación, para el cual no está preparada. Un movimiento de los precios similar al que se produce en otras materias primas generaría costosos intentos de protegerse mediante el manejo de inventarios, errores muy caros en la planeación de la compleja logística de la industria y graves interrupciones en el ciclo de las inversiones. Todos los productores perderían, más los ajenos a la OPEP con sus altos costos marginales que los integrantes de la organización cuyos costos marginales son bajos.

Lo que sí es seguro es que la decisión de la OPEP de mantener el precio tendrá que reforzarse, muy pronto, con una nueva estrategia de largo plazo cuya preocupación principal deben ser los productores que no la integran. El plan estratégico de 1978 se elaboró con referencia a los consumidores. A mi juicio éstos han pasado, por lamentable que ello sea, a un segundo plano.

En resumen, la importancia de la crisis actual no radica en el nivel de precios que resulte de ella, sino en el régimen de determinación de los precios. Aquí hemos tocado apenas las implicaciones de los diversos sistemas de fijar el precio, pero el análisis de los cambios estructurales y del comportamiento de los agentes puede constituirse en el punto de partida de las investigaciones ulteriores acerca del tema fundamental.

NOTAS SOBRE LAS PERSPECTIVAS DEL PETRÓLEO EN EL CORTO PLAZO

Alirio A. Parra

Me complace mucho participar en este importante seminario, en un momento en que ocurren cambios dramáticos en la escena petrolera mundial. Durante los últimos meses, en lugar de competir los consumidores con agresividad por los limitados suministros de crudo, vemos que los exportadores tratan de vender más de lo que aquéllos están dispuestos a comprar. En una reunión extraordinaria que tuvo lugar hace dos semanas,* la OPEP adoptó, por primera vez en sus 22 años, un programa de prorateo de la producción.

El tema que se nos ha asignado, "Algunos enfoques de las tendencias probables del mercado internacional de hidrocarburos en los años ochenta", puede encararse de diferentes maneras. El punto de vista de un país exportador no será el mismo que el de un importador. Una óptica de corto plazo diferirá de otra que abarque un período más largo. Mis observaciones están formuladas desde el punto de vista de un exportador, y se concentran en las perspectivas del mercado en el corto plazo. Para completar esta visión pasaré revista a ciertos acontecimientos recientes que arrojan luz sobre el tema.

Los países exportadores de petróleo han estado atravesando un periodo de tensión. La caída de los volúmenes exportados, de los precios y de los ingresos petroleros no son condiciones "normales" para los miembros de la OPEP. Se vuelven a oír augurios de una ruptura de la Organización y de un colapso de los precios. Ésta es una característica recurrente, que se presenta cada vez que el mercado petrolero se "ablanda". Tales augurios me recuerdan un análisis elaborado por la Oficina de Ciencia y Tecnología

de la Casa Blanca en 1969, en los umbrales del que sería un decenio revolucionario para el mercado energético internacional.

En este análisis estadounidense, que tuvo gran influencia, se llegaba a la conclusión de que "la OPEP parece un cártel con poca cohesión, que se desintegrará gradualmente en el futuro. Como resultado de ello, el precio del crudo en el mercado mundial caerá paulatinamente de su nivel actual (dos dólares por barril). . . Parece un extremo improbable que los integrantes de la OPEP puedan cooperar con eficacia para lograr un aumento del precio. Los países miembros tienen poco en común, y la competencia de otras naciones productoras es cada vez mayor".

Por supuesto, tan memorable predicción, formulada a fines de 1969, no llegó a cumplirse. Como tampoco se cumplió la que hizo en 1974 Henry Kissinger, entonces secretario de Estado, cuando previó la inminente ruptura del cártel e inició negociaciones para fijar un precio mínimo garantizado. Si la memoria no me falla, este precio básico se establecía en siete dólares por barril.

Como acabo de decir, todos los exportadores de petróleo, y en particular los miembros de la OPEP, pasan por un periodo de dificultades. La Organización se reunió hace dos semanas para ver cómo manejar esta situación. Yo asistí a la junta de Viena, donde se escribió un nuevo e importante capítulo en la historia de la OPEP. Los trece miembros (que, por cierto, tienen algo muy importante en común: todos dependen del petróleo) se pusieron de acuerdo por primera vez para fijar un monto total de producción y distribuirlo entre ellos. La adopción del prorrateo (sistema que antes ya se había propuesto y rechazado) debería reforzar la influencia de los miembros de la OPEP y traer orden a un mercado caótico.

Podríamos agregar que nadie hubiera podido prever la unánime firmeza para defender el precio básico del crudo, ni la sorprendente rapidez con que se logró el acuerdo sobre el tope de producción y su asignación entre los miembros. El inmediato anuncio de Arabia Saudita de que disminuiría su producción a 7 millones de barriles diarios (mbd), cifra que podría reducirse aún más si las circunstancias lo exigieran, indica el surgimiento de un nuevo liderazgo en el campo energético cuya importancia política no se nos debe escapar.

No quiero parecer pedante, pero permítanme decir que, contrariamente a lo que suele afirmarse, la OPEP no constituía, hasta ahora, un cártel. En su sentido económico estricto, el cártel es un convenio por el cual los oligopolistas no sólo conciertan el precio de venta de un producto, sino también la asignación de la producción. En su última reunión la OPEP adoptó por primera vez el control de la producción, vigente a partir del 1 de abril. Este control, y la asignación de la producción, serán temporarios. Regirán hasta que se reduzcan los inventarios a un punto tal que la demanda vuelva a ser "normal".

Aunque temporarios, los controles actuales pueden ser el primer paso, fundamental pero cauto, hacia un mercado más estructurado. Puede preverse que el mercado petrolero se caracterizará por un crecimiento lento (a diferencia del pasado) y que el "desorden" será un rasgo permanente a menos que todos los productores, pertenezcan o no a la OPEP, cooperen con eficacia para hacerlo más predecible y estable. Quizá seamos testigos de un paso histórico hacia un cambio total de nuestra concepción del mercado petrolero internacional.

La Organización todavía tiene ante sí algunas dificultades en el corto plazo. En la edición del 8 de marzo del *Middle East Economic Survey* aparece como suplemento un excelente análisis de Robert Marbro acerca de tales dificultades y de las medidas necesarias para superarlas. Se pregunta: ¿podrá la OPEP mantener su firme actitud?, y su respuesta es enfáticamente afirmativa. Otros notables economistas, no tan afines a la Organización, pero cuya probidad y capacidad les obligan a distinguir entre deseos y realidades, han llegado a una conclusión no muy diferente. Uno de ellos lo ha expuesto así: "No espero, en el corto plazo, un colapso o una ruptura del cártel. Hay poderosas fuerzas que, en mi opinión, lo mantendrán con vida o, si se destruye, le permitirán renacer de sus cenizas como el fénix".

Toda predicción es riesgosa. Las consecuencias de nuestras decisiones son inciertas. Hoy en día, los protagonistas de la escena petrolera toman decisiones a partir de datos muy esquemáticos e inadecuados. Las condiciones suelen modificarse antes de que hayamos tenido tiempo de obtener los datos necesarios, analizarlos y actuar en consecuencia. Quienes elaboramos la política cotidiana del sector tenemos plena conciencia de cuán inadecuada es la información disponible. Casi siempre es insuficiente la que manejamos sobre los acontecimientos en el mercado internacional, tanto en la demanda como en la oferta.

La información inadecuada no sólo complica nuestras decisiones de corto plazo. También hace casi imposible toda predicción. Lo que más necesitamos saber es qué va a pasar en el futuro inmediato y a mediano plazo. ¿Qué podemos esperar desde ahora hasta fin de año? ¿Y en 1983, y en 1984? Por desgracia, este lapso crucial es el que menos conocemos.

Las políticas se formulan a tientas, hasta extremos en verdad incómodos. A un hombre sabio le pidieron una vez que formulase una predicción; se excusó, arguyendo que sus previsiones le satisfacían plenamente. . . pero sólo porque le permitían comprender lo que ya había ocurrido. Su actitud era, sin duda, prudente. El mercado petrolero mundial ha sido siempre la pesadilla de quienes se dedican a la predicción. Pocas veces tantos observadores bien informados se han equivocado tanto y tan a menudo. Nunca se han modificado con tanta frecuencia las previsiones de corto plazo. Me doy plena cuenta de que toda afirmación sobre este tema corre un alto riesgo de zozobrar en un mar de hechos; no obstante, aquí me tienen, dispuesto a zambullirme.

Hasta hace poco, la idea predominante era que, a mediados de los ochenta, asistiríamos a un resquebrajamiento, si no a una crisis, del mercado petrolero. Si promediamos las estimaciones de varios estudios técnicos concluidos en ese entonces, llegaríamos a la conclusión de que la demanda mundial por el petróleo de la OPEP llegaría, en 1985, a unos 35 mbd. La preocupación que se reflejaba en general en esos estudios era que los miembros de la organización no estuviesen dispuestos a elevar su producción para satisfacer la demanda mundial, y que el precio aumentase hasta llegar a 50 dólares el barril o más.

En los últimos tiempos la opinión predominante se modificó, en especial en los países industriales: el resquebrajamiento se prevé para mediados del decenio de los noventa, o después aún, y se cree que el mercado seguirá "blando" durante los próximos años. Algunos expertos incluso predicen una caída del consumo, la cual, junto con la abundancia de la oferta, presionaría a la baja al precio real del petróleo, hasta llevarlo a una fracción del actual. Según una edición reciente de *Petroleum Review*, el doctor Herman Franssen, principal economista de la Agencia Internacional para la Energía, opina que el precio real del crudo caerá sea cual fuere el escenario que se suponga.

Desde que comenzó el actual decenio, el consumo mundial de petróleo siempre fue menor de lo previsto por la mayoría de nosotros, tanto en círculos gubernamentales como industriales. Al comenzar 1980, casi nadie esperaba una disminución cercana a los 3 mbd para ese año. En 1981, las previsiones se modificaron hacia abajo de modo continuo, y la caída final de la demanda, de unos 2 mbd, fue tres veces mayor que la prevista inicialmente.

La disminución de la demanda se debió a varios factores. El crecimiento económico mundial fue inferior al previsto; también influyó la mayor importancia que alcanzaron la producción y el consumo de fuentes energéticas no petroleras, como el gas natural, el carbón y la energía nuclear.

Es menos lo que sabemos sobre la elasticidad-precio. Hay fuertes indicios, empero, de que es mayor de lo que casi todos suponíamos.

Hay una gran incertidumbre acerca de qué parte de la caída del consumo en los países industrializados, en los últimos dos años, obedece a medidas permanentes y estructurales de conservación, y cuánto se debe a medidas de corto plazo y a la sustitución temporaria de combustibles (al menor precio del gas natural en Estados Unidos, por ejemplo, que podría no haber ocurrido si se hubieran levantado los controles que pesan sobre él). Según ciertas estimaciones, quizá tanto como 30% de la caída pueda explicarse por cambios estructurales en el consumo de petróleo y energía.

Unos cálculos muy interesantes indican que, en Estados Unidos, la relación consumo de petróleo/PIB disminuyó a una tasa anual de 1.8% de 1973 a 1978, 6.5% de 1978 a 1980 y casi 8% en 1980 y 1981; las tasas del conjunto de la OCDE no son muy diferentes. En opinión de algunos técni-

cos, estas cifras indican que los altos precios han inducido un ahorro tan grande de energía que se han roto los vínculos históricos entre el consumo petrolero y energético y la actividad económica.

Al respecto, algunos analistas muy capaces, si bien reconocen que en los últimos años se ha logrado un significativo ahorro de energía, señalan entre otros factores que "los cálculos basados en los cambios de la relación consumo de energía/PIB tienden a sobrestimar el efecto de la conservación y a subestimar el de las oscilaciones cíclicas de la actividad económica, en la reducción global del consumo energético durante los últimos años. . . Una parte significativa del coeficiente energético negativo que se ha observado parece reflejar un cambio en la combinación de las actividades económicas, más que el ahorro energético *per se*. Ello indicaría que el consumo total de energía puede aumentar con una rapidez mayor a la que muchos prevén, cuando las economías nacionales renazcan cíclicamente y vuelva a aumentar la producción industrial, en particular la de las industrias que hacen un uso intensivo de la energía".

En los últimos años han ocurrido cambios importantes en la demanda. El ritmo de estos cambios ha excedido nuestra capacidad para comprenderlos cabalmente y evaluarlos con precisión. Nuestra comprensión sigue siendo fragmentaria, y por consiguiente nuestras interpretaciones difieren mucho entre sí.

Veamos ahora el equilibrio entre oferta y demanda para el año en curso; mejor dicho, el desequilibrio. Se espera que la demanda vuelva a disminuir, esta vez 0.5 - 0.6 millones de barriles diarios, hasta llegar a unos 46.2 mbd. La tasa de disminución de las existencias, a las que se ha recurrido de modo excepcional durante el primer trimestre, tendrá que disminuir cuando los inventarios alcancen sus niveles "normales". Puesto que la producción fuera de la OPEP podría aumentar algo así como 1 mbd, este hecho, junto con la gran extracción de los inventarios, exigiría que la Organización reduzca su producción a un monto entre 20 y 21 millones de barriles diarios para todo el año. En mi opinión, hay una demanda básica subyacente para el petróleo de la OPEP de alrededor de 22 a 23 millones de barriles diarios, que no se concretará debido a que se recurre a disminuir las existencias.

Nuestro análisis de mercado indica que la demanda por el petróleo de la OPEP promediará unos 18.4 mbd en el primer semestre de 1982, y que aumentará hasta algo más de 22 mbd en el segundo. ¿Cuánto tendrá que producir la Organización para eliminar el exceso de existencias? Ello dependerá de factores tales como: 1) la demanda total; 2) la producción ajena a la OPEP, y 3) la fecha en que finalmente se logre esa eliminación.

Con una demanda mundial (sin considerar a los países de economía centralmente planificada) que promedie unos 46 mbd, el mercado debería estabilizarse en el tercer trimestre. Una demanda inferior a ésta ocasionaría el deseo de reducir aún más los inventarios, una mayor conciencia de su ex-

ceso y una presión adicional a la baja sobre la producción y los precios de la OPEP; también postergaría el logro de la estabilidad. Sin embargo, los miembros de la Organización disponen hoy en día, para manejar esta posibilidad, de un mecanismo de asignación de la producción que tiene suficiente flexibilidad para amortiguar los peores efectos de la situación actual y, en algún momento, hacer retornar al mercado a un estado de equilibrio al precio básico que rige hoy en día. Agreguemos que este precio permanecerá invariable durante, por lo menos, lo que resta del año.

Durante el último bienio la economía mundial ha estado deprimida. El periodo se caracterizó por una depresión cada vez más profunda, altas tasas de inflación, un gran aumento del desempleo, un incremento desmesurado de las tasas de interés, una aguda inestabilidad en los mercados de divisas y otros males diversos. La economía del mundo industrializado ha crecido a tasas muy bajas. El producto real creció menos de 1.5% en 1980 y 1981, alrededor de un tercio de la tasa anual lograda de 1976 a 1979. Se espera que la recuperación económica comience a fines del año actual y se intensifique en 1983.

Cuando aumente la actividad económica en Estados Unidos y Europa, la demanda dará un giro y volverá a crecer. No se prevén aumentos significativos para 1983, pero en nuestra meditada opinión el equilibrio petrolero se hará mucho más ajustado en 1985, sobre todo si los precios se comportan de manera racional y razonablemente predecible. Empero, no debemos olvidar que se trata de un recurso no renovable, y que en un futuro no muy distante la demanda por el crudo de la OPEP alcanzará niveles tales que puedan presionar la capacidad de producción de sus integrantes de recursos limitados, y la voluntad de producir de los miembros más ricos (en especial, la de Arabia Saudita).

¿Cuánto durará la transición a otras fuentes de energía? No lo sabemos, y bien puede ser un proceso más largo de lo que muchos piensan.

En el mercado energético mundial, la OPEP es un proveedor residual. Suministra la diferencia entre la demanda total y la energía que puede obtenerse en fuentes ajenas a la OPEP. La demanda por las exportaciones de la Organización es el resultado de una serie de sustracciones, cada una de las cuales está sujeta a error. Una pequeña variación en las necesidades energéticas globales puede significar una variación mayor en el consumo mundial de petróleo, y una mayor aún en la demanda por petróleo de la OPEP.

Un porcentaje determinado de variación en las necesidades energéticas mundiales puede generar una desviación porcentual doble en el consumo mundial de petróleo y una cuádruple en la demanda de la OPEP. En un mismo año, la producción de sus integrantes puede tener oscilaciones de hasta 5 o 6 millones de barriles diarios. Una proyección a más largo plazo debe dar como resultado variaciones aun más amplias. Sin embargo, hay un factor muy importante, en el corto plazo, que afecta a la demanda: las ex-

pectativas. Los macroeconomistas modernos han inventado una cosa que llaman "expectativas racionales", que les sirve para explicar por qué se han vuelto tan ineficaces las políticas fiscal y monetaria tradicionales. Quizá los economistas petroleros debieran incorporar el concepto de "expectativas irracionales" para explicar los acontecimientos inesperados en el mercado.

Las expectativas, racionales o irracionales, afectan sobremanera el comportamiento de los inventarios, y el incremento o la disminución de éstos eleva o reduce la demanda por el crudo de la OPEP. Hace ya más de dos años que el comportamiento de los inventarios se caracteriza por una especial intensidad. Los trastornos en importantes países productores del Medio Oriente han agudizado las preocupaciones acerca de la seguridad del suministro, lo cual condujo a los países importadores a aumentar sus existencias; ciertos cambios ocurridos en el sector han intensificado este incremento todavía más. Por ejemplo, la disminución del volumen disponible para los clientes principales ha alterado la logística de la comercialización del crudo; más empresas intervienen ahora de modo más directo en las compras de petróleo y asumen una responsabilidad mayor por el manejo de existencias. Estos hechos han ocasionado, sin duda, un incremento de los inventarios, lo cual, si presionó los precios al alza, como bien puede haber ocurrido, estimuló en consecuencia un aumento ulterior de las existencias.

Las expectativas actuales parecen provenir de un cambio psicológico en el mercado. Una demanda débil, una capacidad ociosa de refinación cada vez mayor, un margen creciente de producción potencial de la OPEP, todo ello eliminó la preocupación sobre los suministros futuros; las altas tasas de interés acentuaron la tendencia a reducir inventarios.

Para concluir, permítaseme decir que no conocemos ningún hecho y tenemos pocas certidumbres acerca del futuro, cuando menos hasta el año 2000. Con respecto a esa fecha, un amigo me llamó la atención sobre un hecho importante, que afectará la ecuación de la oferta y la demanda: por una extravagancia del calendario, y para compensar 400 años de desfase entre el tiempo humano y el solar, el año 2000 tendrá 367 días.

Cuadro 1

**Estimaciones de la oferta y la demanda de petróleo para 1982
(millones de barriles diarios)**

	<i>Primer trimestre</i>	<i>Segundo trimestre</i>	<i>Primer semestre</i>	<i>Segundo semestre</i>	<i>Año</i>
<i>Demanda</i>	47.2	44.2	45.7	46.7	46.2
<i>Oferta</i>					
Extra OPEP	22.3	23.2	22.8	23.6	23.2
Otros (CPE & NGL)	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
OPEP	19.4	17.5	18.4	22.2	20.3
<i>Modificación de inventarios</i>	(4.3)	(2.3)	(3.3)	(0.3)	(1.5)

Cuadro 2

**Producción de crudo de la OPEP
(millones de barriles diarios)**

	<i>Diciembre de 1981</i>	<i>Marzo de 1982</i>	<i>Acuerdo de Viena</i>
Arabia Saudita	8.65	7.65	7.15 ^a
Kuwait	0.90	0.775	0.80 ^a
Irán	1.20	1.20	1.20
Iraq	1.20	1.20	1.20
Qatar	0.34	0.35	0.30
Emiratos Arabes Unidos	1.43	1.25	1.00
Argelia	0.70	0.60	0.65
Libia	1.00	0.60	0.75
Nigeria	1.82	1.36	1.30
Gabón	0.16	0.15	0.15
Indonesia	1.58	1.45	1.30
Ecuador	0.20	0.20	0.20
Venezuela	2.26	1.65	1.50
Total	21.44	18.44	17.50

^a Incluye la zona neutral.

COMENTARISTAS

Richard Irving Jahn

Para quienes elaboran pronósticos energéticos y petroleros, el verdadero problema consiste en alejarse de las cifras y considerar cuáles son sus objetivos cuando proporcionan a sus clientes proyecciones, pronósticos y predicciones. Me imagino que tratan de ayudarlos a definir si sus posibles proyectos de inversión en la producción o el consumo de energía tienen algún sentido. Para tomar decisiones adecuadas, los inversionistas potenciales deben comprender con claridad las posibles condiciones futuras del mercado energético. También necesitan la ayuda de los fabricantes de pronósticos energéticos los funcionarios gubernamentales, obligados a definir políticas energéticas para obtener en el futuro un suministro seguro de energía en cantidades adecuadas, por razones de seguridad nacional económica y defensiva. Cuando en este seminario hablamos del futuro energético, no lo analizamos en verdad según los distintos modos en que emplearán los pronósticos sus usuarios, es decir, la industria energética y los gobiernos.

En lo personal, me atrae sobremanera la opinión de Oystein Noreng acerca de un mercado petrolero que tiende hacia una situación caracterizada por agudas oscilaciones; creo que Robert Mabro abundó convenientemente sobre este punto.

No obstante, quizá valga la pena recordar que nuestras preocupaciones actuales se originaron en acontecimientos ocurridos cuando se cerró el Canal de Suez, en 1956. En esa época, todo el mundo estaba muy preocupado por la posibilidad de una interrupción sustancial del suministro de petróleo, aunque eso no llegó a ocurrir. La gente tomó conciencia de que algo andaba esencialmente mal en el sistema de abastecimiento, debido a que la seguridad del suministro requería, en realidad, de una capacidad excesiva para utilizar excedentes cuando circunstancias críticas así lo exigieran,

ya se tratase de existencias acumuladas o potenciales. Por desgracia, una vez abierto el Canal, en 1957, todos, productores y consumidores, insistieron en que se utilizase la reserva y en que no se la mantuviese como tal. Ante la gran caída de los precios se creó la OPEP para impedir, como acertadamente señala Mabro, que se volviese a repetir una situación similar.

Hoy nos enfrentamos al mismo tipo de problema: cómo mantener la seguridad del suministro, lo cual implica acumular una reserva excedente, establecer mecanismos para financiar la creación y el mantenimiento de dicha reserva (que, a largo plazo, interesa tanto a los productores como a los consumidores), y fijar reglas de juego que impidan el consumo de lo que debería mantenerse como reserva. No conozco las respuestas a estos problemas, y ni siquiera sé cómo podríamos acercarnos a la cuestión de mantener una reserva reguladora de petróleo.

No nos engañemos con la ilusión de que, afilando nuestros lápices, podremos lograr pronósticos más precisos. Mejorar nuestras cifras no nos ayudará, en realidad, a resolver el problema crucial que acabo de exponer.

David Jenkins

Mis breves comentarios versarán sobre la escala de la base de recursos de crudo y gas natural, cuánto creemos que se ha descubierto, cuánto creemos que se puede descubrir, y a qué velocidad pensamos que se descubrirá.

En los últimos diez años hemos aumentado nuestro cálculo de reservas a una tasa promedio de 23 000 millones de barriles anuales. En 1971, todo el petróleo descubierto hasta entonces sumaba 835 000 millones de barriles; en 1981 la cifra había aumentado a 1.07 billones, de los cuales 626 000 millones estaban por extraer. En 1980 la producción fue de alrededor de 22 000 millones de barriles, de modo que al ingresar en el decenio de los ochenta estamos agregando a las reservas un poco más de crudo que el que consumimos; es decir, la base de recursos sigue en expansión. Sin embargo, en el periodo 1971-1981 el descubrimiento de nuevos campos fue, en promedio, de 13 000 millones de barriles por año. Los otros 10 000 millones de barriles surgen de adiciones y extensiones de yacimientos conocidos antes de 1971.

Es importante señalar que, en los años setenta, la tasa de descubrimiento de nuevos campos fue significativamente menor que la de los cincuenta y los sesenta, como se ha hecho notar en este seminario. La única provincia nueva de importancia que se abrió en el decenio es la ubicada en el sur de México.

En la British Petroleum, el marco de largo plazo para el cual elaboramos nuestras cifras es de cuarenta años. Estimamos que para el año 2020 habremos descubierto 1.6 billones de barriles. En otras palabras, en los próximos cuarenta años descubriremos 530 000 millones de barriles. Este total da una tasa promedial de descubrimiento de 13 000 millones anuales, pero creemos que en todo el periodo la tasa disminuirá de modo permanente. Recuérdesse que ingresamos en ese lapso con una tasa anual de 23 000

millones anuales. Es obvio que las nuevas adiciones a las reservas serán significativamente inferiores a los descubrimientos recientes.

Puesto que los descubrimientos de los años setenta fueron muy inferiores a los de los veinte años anteriores, no podemos esperar que la tasa de 10 000 millones adicionales que se agregan cada año provenientes de yacimientos descubiertos antes de 1970 pueda mantenerse para los campos encontrados después de ese año. La ponencia de Marcello Colitti implica que en los próximos veinte años se duplicará la tasa de descubrimiento de petróleo, y también que podríamos casi triplicar la tasa de aumento de las reservas provenientes de campos ya descubiertos. A juzgar por lo ocurrido en los últimos diez años, opino que tales expectativas no son realistas. Según nuestras cifras sobre las adiciones probables a las reservas petroleras en los próximos cuarenta años, y suponiendo que la producción se mantenga más o menos constante durante ese lapso, en el año 2020 nos quedará petróleo para unos 13 años más. Si el consumo de crudo creciese 2% anual, llegaríamos a esa situación en el año 2000. La BP ha afirmado antes que la humanidad está agotando en verdad sus recursos petroleros. Empero, creo que tal agotamiento tiene lugar a una tasa suficientemente lenta para permitir la conversión hacia otras fuentes energéticas, que compense la disminución del suministro que el crudo no podrá abastecer en el siglo XXI.

Las perspectivas del gas natural son decididamente mejores que las del petróleo. En la actualidad consumimos gas natural a una tasa anual de unos 60 billones de pies cúbicos. Para los próximos cuarenta años, calculamos que el consumo anual deberá incrementarse hasta unos 70 billones de pies cúbicos de gas fino. Con el consumo actual, las reservas descubiertas hasta ahora equivalen al gas natural necesario para cincuenta y cinco años de suministro. Es decir, que el consumo de gas podría aumentar mucho y, aun así, mantener todavía en 2020 una proporción saludable entre reservas y consumo.

El otro comentario que se formuló en este seminario acerca de los recursos se refiere a la disponibilidad potencial en las provincias petroleras no probadas, en las cuales, según se afirma, se hará una cantidad de nuevos descubrimientos. Por cuanto podemos juzgar, en realidad hay muy pocas provincias en el planeta sobre cuya potencialidad no tenemos idea alguna. Sabemos (creo que con seguridad) que ya nunca encontraremos otro Medio Oriente, en términos de existencia de petróleo líquido. En conjunto, el Medio Oriente no es la cuenca más prolífica del mundo, pero sí lo es en términos de petróleo líquido fácilmente recuperable.

La impresión que quiero dejarles es que, aunque creemos que todavía queda bastante petróleo por descubrir en el mundo, sin duda es erróneo suponer que podremos seguir aumentando las reservas a la misma velocidad que en el pasado. Las nuevas adiciones a las reservas decaerán, pero a una tasa que nos dará tiempo suficiente para instrumentar la transición hacia otros recursos energéticos.

Ronald E. Muller

Mi comentario se referirá a las proyecciones macroeconómicas sin las cuales no puede formularse ninguna proyección global energética o petrolera. Me concentraré en dos aspectos. El primero se refiere a nuestras proyecciones, en las que empleamos variables macroeconómicas centradas específicamente en Estados Unidos, pero que pueden ser de utilidad para proyectar el comportamiento económico de otros países industrializados. El segundo punto consiste en explicar por qué me parece que estas proyecciones, que sólo abarcan un periodo de doce meses, parecen reflejar mejor que otras el funcionamiento de las economías industrializadas de Occidente. Nuestra hipótesis básica es que el comportamiento de tan importante sector de la economía mundial sólo puede comprenderse mediante un enfoque sistémico. Ello es así porque la economía internacional está sujeta a la presión de lo que yo llamaría un conjunto sistémico de fuerzas que comenzaron a acumularse progresivamente a mediados de los años sesenta. Sin comprender este marco es imposible entender la crisis de ajuste global que ocurre en los países de la OCDE y que tiene como resultado la profunda crisis en que se debaten los países menos desarrollados. Con respecto a los pronósticos macroeconómicos de corto plazo, nuestro grupo comenzó a elaborar hace unos cinco años una metodología que denominamos el ciclo estructural político-comercial, que nos permite analizar los siguientes doce meses especialmente con referencia a las tasas de interés, el crecimiento del PNB y la desocupación.

Las proyecciones más recientes, que describiré brevemente, se construyeron básicamente con una metodología de dos pasos. El primero consiste en recoger unos veintidós pronósticos macroeconómicos de los principales que se elaboran en Estados Unidos, para procesarlos de arriba a abajo y ca-

tegorizarlos con el objeto de encontrar cómo y en qué aspectos difieren, comparar sus distintas hipótesis y también buscar las modificaciones que hubieran introducido en sus supuestos los autores durante los seis meses previos.

El segundo paso consiste en seguir el camino de abajo hacia arriba, para generar los que llamamos escenarios macroeconómicos básicos modificados. Esto implica elaborar una evaluación específica de lo que podríamos llamar información económico-política en términos de las políticas gubernamentales, el análisis y las evaluaciones de la propia comunidad bancaria y otros tipos de información corriente sobre el mercado. De aquí surgen tres escenarios alternativos. Cada uno de ellos pronostica el comportamiento probable de la economía estadounidense para los próximos tres, seis, nueve y doce meses. Cada uno contiene nuestra opinión sobre la probabilidad de su ocurrencia. Esta evaluación de la probabilidad se modifica todos los meses, considerando la información económico-política más reciente disponible.

En diciembre de 1981, el primero de los tres escenarios presentaba una situación de "pequeño auge-pequeña caída", que correspondía con el tipo de comportamiento que podríamos llamar de freno y arranque claramente observable desde comienzos de los años setenta en la economía estadounidense y en otras de la OCDE. En ese entonces estimamos la posibilidad de que ese escenario se convirtiera en realidad en de 50%. Se preveía un ciclo ascendente de la economía de Estados Unidos que comenzaría en mayo y duraría hasta noviembre, aproximadamente, seguido por un agudo descenso en los últimos meses de 1982. A mediados de marzo de 1982 el escenario mantenía su porcentaje de probabilidad.

El segundo escenario para los doce meses a partir de mayo de 1982 es el que llamamos de estancamiento. Básicamente se trata de un escenario sin recuperación, en el cual el crecimiento se mantiene a una tasa de entre -1 y 0 por ciento, aproximadamente, hasta la primavera de 1983. En diciembre de 1981 este escenario recibió un cálculo de probabilidad de 30%, estimación que había aumentado a 40% en marzo de 1982.

El tercer escenario, con la recuperación de la economía estadounidense "a la vuelta de la esquina", supuesto que empleamos porque el pronóstico provenía de la Casa Blanca y reflejaba las esperanzas del presidente Reagan, tenía una probabilidad de ocurrencia de 20% en diciembre de 1981. Su probabilidad cayó a 10% en marzo de 1982.

Si se analizan los dos escenarios principales, el de auge-caída y el de estancamiento, se observa que convergen los indicadores de la tasa de interés. En ambos casos, la tasa prima de Estados Unidos debería estar alrededor de 13-14 por ciento en algún momento de junio o comienzos de julio. Que la economía siga el camino del auge-caída o se mantenga estancada se decidirá en abril-mayo de 1982. En gran medida ello dependerá de que el país

entre o no en el típico ciclo político-económico que se ha registrado desde 1968. En otras palabras: si la Casa Blanca logra llegar a un compromiso con el Congreso sobre el déficit presupuestario en la primavera de 1982, tal compromiso coincidirá con las expectativas acerca de la caída en las tasas de interés junto con la esperada disminución del déficit. Si el compromiso sobre el presupuesto se demora, no pensamos que pueda ocurrir una breve recuperación económica, debido al actual y constante deterioro de diversos indicadores políticos y económicos de importancia.

Si ambos escenarios (auge-caída y no recuperación) se prolongan por doce meses, hasta marzo de 1983, al final del periodo puede preverse, en el primero de ellos, una tasa de interés de 14%, y en el segundo de 7 u 8 por ciento. En ambos casos el desempleo se acercaría a 10% o más de la fuerza de trabajo, y el crecimiento del PNB sería negativo.

Para construir nuestros escenarios macroeconómicos modificados básicos, empleamos un conjunto de ocho indicadores que arrojan luz sobre el funcionamiento del sistema económico mundial desde fines del decenio de los sesenta, y dan como resultado lo que llamamos la crisis de confianza de los inversionistas para dedicar fondos a nuevas inversiones productivas fijas, por oposición a invertir en compras financieras, bienes inmuebles y metales preciosos.

Esos ocho índices abarcan los siguientes factores:

1) La incapacidad de los bancos centrales de los países de la OCDE para controlar la creación del crédito debido a dos razones principales: a) la evolución de lo que en Estados Unidos se denomina el mercado de papeles comerciales corporativos, que representa aproximadamente 50% de la creación total de crédito comercial e industrial y escapa al control de la Junta de la Reserva Federal; b) la evolución del sistema eurobanco, que escapa al control de cualquier banco central.

2) La escasez o disminución relativa de fondos prestables, debida al desvío del crédito hacia usuarios no productivos, lo cual explica las tasas de interés altas e inestables. La reducción de los fondos prestables proviene de dos razones obvias: la caída relativa de los excedentes de petrodólares de la OPEP y la caída de la tasa de crecimiento de los fondos de pensiones en Estados Unidos. Entre ambas, estas dos fuentes de fondos prestables representan aproximadamente 55% del billón y medio de dólares que componen el flujo del sistema bancario estadounidense.

3) El monto y la estructura de la deuda corporativa en Estados Unidos, en una época en que disminuyen las utilidades de las empresas y aumenta sobremanera la restricción del flujo de efectivo de éstas. Con las actuales tasas de interés, es muy caro y riesgoso no sólo financiar nuevas inversiones, sino refinanciar la deuda corporativa actual. En los últimos doce meses, las quiebras en Estados Unidos han aumentado más de 55% y están ahora en su punto más alto desde la gran depresión.

4) La deuda interna del Gobierno de Estados Unidos y sus déficit presupuestales.

5) El monto y la estructura de la deuda del Tercer Mundo, que es muy importante para la economía mundial, porque durante los últimos cuatro años las exportaciones de la OCDE al Tercer Mundo (sobre todo a los diez países de industrialización reciente y al grupo de la OPEP) fueron la principal fuente de creación de nuevos empleos y de utilidades en los países industrializados, incluido Estados Unidos. Esto fue posible debido al aumento del crecimiento relativo de los mercados de exportación del Norte para los productos del Tercer Mundo, o debido a la capacidad de los países del Sur de seguir obteniendo préstamos en el sistema bancario internacional. La expansión de las importaciones del mundo industrializado es virtualmente imposible, dadas las condiciones de "crecimiento cero". Obtener créditos en el sistema financiero internacional se hace cada vez más y más difícil, incluso a las altas tasas de interés vigentes, debido al estado tan cercano a la quiebra de una cantidad siempre creciente de prestatarios del Tercer Mundo.

6) El creciente proteccionismo de las economías industrializadas, tanto en el sector no petrolero como, potencialmente, en el petrolero.

7) La deflación del petróleo y de otros productos primarios, que incrementa la constricción del flujo de efectivo.

8) El temor residual a la inflación.

El último punto importante que quiero subrayar es el siguiente: en las actuales condiciones y con las políticas aplicadas hoy por los países industrializados, es casi imposible definir cuánto tiempo se necesita para recuperar la confianza de empresarios y consumidores, lo cual llevaría al aumento de la inversión y de la demanda de consumo en los países de la OCDE. En resumen, la situación deprimida del mercado petrolero es un reflejo del estado de la economía mundial.

Francisco Rojas

Me parece que hoy todos estamos conscientes y concordamos en que todo análisis del problema petrolero excede, con mucho, la esfera del mercado, para penetrar en el ámbito de la economía política internacional, que ningún país puede darse el lujo de ignorar. Varias de la ponencias presentadas en este Coloquio señalan que los próximos años nos reservan cambios imprevisibles en el mercado. Coincido con los diversos ponentes que afirmaron que esos cambios de alcance mundial generarán modificaciones en el actual orden económico. No obstante, pienso que los problemas que afectan a muchos países, productores o no de petróleo, seguirán sin resolverse hasta el momento en que el petróleo llegue a considerarse un problema que es responsabilidad conjunta de toda la humanidad, y no un recurso cuya venta beneficie a un pequeño número de naciones privilegiadas.

Con respecto a la gama de factores que determinarán las futuras condiciones del mercado de hidrocarburos, Jack Hartshorn hace hincapié en que, debido al bajo consumo previsto de las economías de la OCDE, la demanda mundial de crudo será en 1985 muy similar a la de 1979, y que sólo habrá aumentado 7% en 1990. Según Hartshorn, el escaso aumento provendrá sobre todo del crecimiento económico de los países en desarrollo y, en medida mucho menor, de las tendencias de crecimiento de los países muy industrializados. En su opinión, el precio real del crudo en 1985 será inferior al precio real de 1980, y en 1990 sólo habrá aumentado 15%.

También me resulta particularmente interesante la ponencia de Oystein Noreng; sus proyecciones son las menos pesimistas. Noreng señala que, en condiciones óptimas de recuperación cíclica, el precio del crudo ascenderá a 60 dólares por barril en 1985 y volverá a caer a 45 dólares en 1990. Según el enfoque dinámico estructural del mercado, dice que el precio

puede llegar a 60 dólares por barril en 1990. En otras ponencias se afirma que, a juzgar por las tendencias históricas, no puede suponerse que el precio real aumente más de 2% anual, con la posibilidad de caídas relativamente grandes.

Por tanto, si dejamos de lado ciertas discrepancias entre las opiniones de los participantes en esta reunión, la conclusión general que puede extraerse de las ponencias presentadas es que, en el decenio de los ochenta, la demanda mundial de hidrocarburos disminuirá significativamente, lo cual tendrá obvias repercusiones en la tendencia de los precios. Esto tendrá grandes efectos, directos e indirectos, para los países exportadores y para los importadores en vías de desarrollo.

La segunda conclusión que podemos extraer es que, aunque se prevé una reducción de las futuras necesidades de hidrocarburos, en el corto plazo hay cambios constantes en los niveles de oferta y demanda que, a su vez, imponen fluctuaciones inmediatas de los precios. Esto se debe, en primer lugar, a la vulnerabilidad del mercado de hidrocarburos ante un vasto conjunto de acontecimientos coyunturales que afectan a un mercado cada vez más desigual y asimétrico; en segundo término, obedece a los largos lapsos que deben transcurrir para que entren en operación los proyectos de desarrollo en la industria petrolera.

Por tales razones, quiero presentar algunas ideas que podrían ayudar a establecer una mayor estabilidad en la esfera de los hidrocarburos y a asegurar que los suministros se vinculen con un sistema de precio que refleje su valor real.

En primer lugar opino que, sean cuales fueren los niveles de oferta y demanda de recursos energéticos en el mercado internacional, será fundamental impedir que entren en conflicto los intereses de productores y consumidores de petróleo, ajustándolos con realismo a una coordinación más justa y equitativa del mercado en su conjunto. En este sentido, México ya ha formulado ciertas líneas de política energética que intentan combinar los objetivos nacionales con los orientados a establecer un nuevo orden internacional. En el Plan Mundial de Energía propuesto por México, el primer paso hacia cuya aplicación se ha dado con el Acuerdo de San José entre México y Venezuela, se considera a la energía como una responsabilidad común de la humanidad; dicho Plan es una base para facilitar el comienzo de un diálogo efectivo entre las distintas naciones que participan en el comercio del crudo.

En segundo lugar, me parece necesario tener presente la importancia de los productos energéticos, y en particular de los hidrocarburos, como insumos de diversas industrias; el precio de tales insumos se refleja, en mayor o menor grado, en el precio de otros bienes. Por tal razón me parece que debería fijarse tan pronto como fuera posible un precio adecuado para el petróleo, con el objeto de impedir que sus excesivas fluctuaciones, a veces manipuladas deliberadamente, queden fuera de línea con los precios de los

productos finales de los países industrializados. En resumen, el valor real del petróleo debe hacer concordar con el de los bienes y servicios provistos por los países más avanzados. Dicho de otro modo: en las negociaciones internacionales sobre el precio del crudo deben tomarse debidamente en cuenta los términos de intercambio.

En tercer lugar, considero que es preciso buscar los medios para diversificar el comercio entre los países exportadores e importadores de energía, para que los productores de petróleo puedan ampliar la gama de sus exportaciones. Es esencial lograr que estos últimos no dependan exclusivamente del crudo, como hasta ahora, lo cual trajo como consecuencia que su único mecanismo para resolver necesidades peculiares o coyunturales sea el aumento unilateral del precio o incrementar la extracción, ejerciendo así un efecto negativo en las condiciones estructurales del mercado energético y generando un desequilibrio.

Por último, pienso que los países que están en una etapa de desarrollo intermedio, como México, con grandes necesidades de bienes de capital y otros servicios, deberían poder adquirirlos mediante convenios de intercambio que asegurasen la comercialización de su petróleo a precios justos.

Para que una relación de intercambio sea saludable, debe permitir que el país continúe su proceso de desarrollo económico mediante la exportación de una materia prima de vital importancia para los países industrializados y la adquisición de bienes industriales, de modo de lograr una adecuada tasa de crecimiento de la producción interna de bienes y servicios y asegurar así una tasa de ocupación siempre creciente. La solidaridad en los intereses económicos de los países en desarrollo y los avanzados sólo puede obtenerse mediante acuerdos equitativos; de lo contrario, como hemos visto, el mercado de hidrocarburos seguirá comportándose de manera inestable, insegura y por demás volátil.

Comenzaré con una breve exposición de algunas actitudes y acciones recientes de la industria japonesa vinculadas con la energía. Muchos ejecutivos de industrias intensivas en energía, como la del cemento y la siderúrgica, están cambiando su actitud con respecto a la sustitución de petróleo por carbón. Dicen que podrían volver al primero si su precio descendiese ligeramente. Quizá la sustitución por carbón ya haya sido excesiva. La industria japonesa de generación eléctrica se ha vuelto muy renuente a construir generadoras de carbón por encima de la actual capacidad. Las razones principales de esta actitud son: el precio creciente del carbón, la inestabilidad de su oferta y el alto costo de las inversiones que exige, debido a las estrictas normas impuestas por las políticas ecológicas. Además, la industria en su conjunto no tiene intenciones de prolongar los contratos actuales de importación de energía, ni de firmar nuevos contratos, más allá de 1990. Por otra parte, hay una enorme capacidad ociosa en las refinerías de petróleo. Algunos grupos de inversionistas japoneses han resuelto suspender sus planes de nuevos proyectos de minería del carbón. Al mismo tiempo, el gobierno exhorta a los industriales a seguir invirtiendo en el desarrollo de otras fuentes de energía, sobre todo las no convencionales.

Estas acciones obedecen al cambio de las expectativas de los ejecutivos de la industria con respecto a los precios del crudo. A pesar de los pronósticos oficiales anunciados hasta ahora, me parece que en el largo plazo la demanda de petróleo se mantendrá relativamente alta. En Japón, aun a fines del siglo el crudo seguirá representando más de 50% de todas las fuentes de energía primaria. No sé a ciencia cierta si la situación de Japón es aplicable a todo el mercado mundial, pero pienso que podrían esperarse tendencias similares. Es muy difícil formular pronósticos acertados de la

oferta, la demanda y los precios del petróleo; no obstante, presumo que el precio se duplicará, cuando menos, en los próximos diez años. El primer aumento pequeño, que permitirá al petróleo recuperar su precio real, puede ocurrir de 1984 a 1986; el segundo periodo de aumentos podría comenzar a principio de los años noventa.

La comercialización de la energía sustitutiva no convencional se incrementará como consecuencia de este segundo aumento del precio del crudo; empero, debido al rezago necesario para la maduración de la inversión, su creciente participación en el mercado sólo será evidente a mediados de los años noventa. Dudo mucho que los países consumidores de petróleo impongan cuotas o aranceles para proteger sus inversiones internas. Me parece que son muy pocos los países que podrían permitirse adoptar tales medidas. Por consiguiente, si mi pronóstico es correcto en este sentido, y si suponemos que el precio corriente del crudo se mantendrá por debajo de los 50 dólares (digamos, de 30 a 40 dólares por barril) durante los próximos diez a quince años, las perspectivas del petróleo son muy prometedoras, sobre todo para los nuevos yacimientos, incluidos los de los países en desarrollo. Soy muy pesimista con respecto al progreso que se logrará en la recuperación secundaria y terciaria.

Como se describe en mi ponencia reciente, distribuida a los participantes de este seminario,* el escenario más probable es el de una contracción del equilibrio de la economía mundial, así como del mercado energético, a través de movimientos cíclicos: precio del crudo relativamente más bajo, desarrollo más lento de otras fuentes energéticas y tasas más bajas de crecimiento del PNB. Por otra parte, se podría construir un escenario deseable si la economía mundial lograra establecer mecanismos internacionales para que los países consumidores de petróleo puedan absorber un crecimiento estable y gradual del precio real de petróleo de alrededor de 2% anual, en términos generales.

* Véase Takao Tomitate y To Shiaki Yuaso, "Dynamics of Supply-Demand, Prices and Conversion in the World Energy Market (Recent Trends and Long-term Outlook for the Period up to the year 2000)" (mimeo.), ponencia presentada en el 14^o Simposio Energético realizado en Tokio el 9 y 10 de diciembre de 1981.

Jesús Puente Leyva

Quisiera formular algunos comentarios generales sobre lo que hemos oído acerca de las perspectivas del mercado mundial de petróleo. Hoy, por primera vez, entiendo el significado del proverbio árabe: "quien se atreva a predecir el futuro siempre se equivocará, aun cuando sus pronósticos resulten acertados". Sin duda, ése es el sentido de lo que se señaló en esta reunión: la previsión es un ejercicio del momento, más que una predicción del futuro.

En efecto, la utilidad de las proyecciones, tal como se las ha empleado en el pasado, consiste probablemente en que permiten proyectar y pronosticar, adoptar acciones políticas y estrategias económicas y técnicas, de manera de evitar las peores eventualidades proyectadas. Por cierto, parece que la única virtud de los profetas del desastre es que permiten evitar, precisamente, el desastre que profetizan. Esto se debe a que se atreven a anunciar el peligro y a que, como señaló Joan Robinson, "si los escépticos creyesen en lo que dicen, no lo dirían".

Sea como fuere, la realidad se despliega ante nosotros; es preciso evaluarla, y ése es, sin duda, el objetivo fundamental de este seminario. Se me ocurren varias ideas. Por ejemplo, para analizar la experiencia de los pronosticadores, el factor más importante radica en considerar a los precios como resultado de la interacción de diversas variables del mercado, y no como una hipótesis autónoma impuesta arbitrariamente. Las elasticidades, tantas veces mencionadas, ocultan varios factores. En cierto sentido, "abarcan todo", pero, sobre todo, ocultan que el punto de partida es una serie de supuestos más o menos arbitrarios acerca de los precios de los combustibles convencionales y sus sustitutos, cuando en realidad deberá ocurrir lo contrario.

Si hablamos de hechos concretos, y ya no de hipótesis, la experiencia del último decenio parece confirmar que, hasta hace poco, la estrategia de la OPEP ha consistido en establecer un precio de mercado que, como sabemos, siempre fue inferior al que se hubiera podido fijar en condiciones oligopolísticas. De ahí que el exceso de la demanda sobre la oferta haya favorecido las metas de la reuniones de la OPEP tendientes a establecer precios relativamente altos. Empero, es muy distinto fijar precios en una situación de demanda débil, que es el problema al que hoy nos enfrentamos.

Es interesante comparar las opiniones por completo contradictorias que se han presentado aquí acerca de los precios del petróleo y sus determinantes; por un lado, se ha dicho que los aumentos de precio de 1979 fueron un error de Arabia Saudita; por otro, que tales aumentos no fueron, en esencia, decididos por la OPEP. Yo pienso que los aumentos de 1979 fueron resultado del comportamiento del mercado o, más específicamente, de la presión de la demanda ocasionada por la especulación que generó la inestabilidad política en el Medio Oriente.

Me parece que las discusiones y análisis que se dieron en este seminario revelan que el problema implícito en la elaboración de proyecciones radica en que nuestro conocimiento del futuro es demasiado limitado para permitirnos establecer hipótesis generales acerca del curso probable de la oferta y demanda de petróleo en términos de análisis económicos. No sabemos de manera segura y concreta en qué medida y de qué manera los países productores (integren o no la OPEP) estarán políticamente preparados para tomar decisiones que tengan un efecto significativo en el comportamiento del mercado; eso, sin considerar lo que pueda ocurrir en otras esferas. Como dije, esto se aplica por igual a todos los productores, los de la OPEP y los que están fuera de ella. Lamentablemente, las medidas adoptadas en la última reunión de la OPEP, realizada en Viena en marzo de 1982, podían haberse tomado hace varios meses. Debemos admitir que la decisión de la OPEP de estabilizar la producción en 17 mbd fue algo tardía, puesto que algunos miembros ya habían previsto las tendencias del mercado mundial de crudo desde mediados, si no comienzos, de 1981. Por su parte, los países productores que no pertenecen a la OPEP no tenían otra opción que limitar su oferta en respuesta al comportamiento del mercado. Empero, no pudieron adoptar ninguna acción táctica sobre la base de la resolución de la OPEP, posiblemente a causa de su carácter tardío.

Por último, tengo mis dudas acerca de las implicaciones de algo que se ha repetido mucho en este seminario: que la producción de crudo de la OPEP es residual para satisfacer la demanda mundial. En este contexto, podría entenderse "residual" como poco importante. Téngase presente, sin embargo, que el mercado mundial de petróleo es extremadamente sensible en el margen; por consiguiente, no debemos hablar en términos globales o promedio sino, más bien, en términos marginales. La experiencia reciente nos demuestra que en 1979-1980, con una caída de la oferta de sólo 2 o 3

mbd, los precios del crudo se duplicaron. En 1981-1982, con una sobre oferta ocasionada por excedentes de inventarios, el precio real del crudo ha caído a niveles que preocupan a la mayoría de los participantes en este seminario.

Para concluir, quiero decir que, por el lado de la oferta, este fenómeno es de naturaleza esencialmente política. Conuerdo con Robert Mabro cuando afirma que la raíz de los problemas del mercado internacional de hidrocarburos se ha identificado tardíamente. Aunque ahora la OPEP lo está haciendo para sí misma, ello afecta severamente a sus "compañeros de ruta", los países productores que no la integran. Como Mabro, me pregunto si los principales productores y exportadores de crudo renunciarán a su poder de determinar las condiciones del mercado. La respuesta radica en la habilidad política de los países productores, tanto de la OPEP como fuera de ella, para fijar y prorratear el monto de petróleo producido y suministrado al mercado. En el corto plazo, el precio fijado por la OPEP debe mantenerse y respaldarse con una disciplina en la producción. Si esta condición no se cumple, sin duda será justo llamar "fantasía" a cualquier otra predicción.

III

EL PRESENTE Y EL FUTURO DEL GAS NATURAL

PRESENTE Y FUTURO DEL GAS NATURAL

Miguel S. Wionczek
Marcela Serrato

Panorama General

Tras un periodo de expansión acelerada posterior a 1960 la industria mundial de gas natural entró en una fase de aparente desaceleración, luego del *shock* petrolero de 1979-1980. Entre los factores que apuntaron en ese sentido, están la disminución de la tasa de crecimiento de la demanda mundial de gas natural, la caída de su producción en algunos países, la tendencia declinante de las reservas y de las fuentes internas de suministro en varios de los países productores y consumidores más importantes, la enorme resistencia de los importadores a aceptar la paridad de precios entre el gas y el crudo¹ y la reducción del número de nuevas órdenes de construcción de buques para transporte de gas natural licuado (GNL). Quizá una de las manifestaciones más claras de la incertidumbre sobre el futuro del mercado gasero mundial fue la enorme controversia política que tuvo lugar en 1980 y 1981 en torno a la construcción de gasoductos en Europa.

Empero, que las partes involucradas en estos últimos negocios multimillonarios hayan llegado a un acuerdo, o que estén a punto de hacerlo, permite suponer que los acontecimientos recientes en el mercado mundial del gas natural sólo son fenómenos de corto plazo. Los nuevos países productores tienen planes concretos para expandir el uso interno y las exporta-

¹ Entendida en el sentido de que los precios de exportación del gas deben "corresponder" a los del petróleo crudo en términos de unidades térmicas británicas (UTB o BTU, en inglés).

ciones, lo que abriría un periodo de crecimiento significativo de la industria a partir de mediados de los ochenta, durante el cual la URSS consolidaría su recién ganada posición de primer exportador mundial y podría llegar incluso a desplazar a Estados Unidos como principal productor.

En 1980 se quemaba en la atmósfera 55% de la producción mundial de gas asociado, cantidad superior al consumo anual de gas natural de Europa Occidental unos años atrás. Sin embargo, la gran mayoría de los países, industrializados o en desarrollo, aprecia las ventajas del gas natural como combustible limpio y flexible; ello, junto con el crecimiento sostenido de los llamados mercados *premium*, indica claramente que el gas ya dejó atrás definitivamente su papel de "hijo descuidado de la familia de los hidrocarburos". Es importante también un segundo factor: los considerables avances logrados en la localización, tanto de nuevas fuentes convencionales de gas (en alta mar o en el Ártico), como de no convencionales, a partir del carbón. Ambos hechos plantean nuevos y considerables retos tecnológicos a los que se enfrentan con gran éxito las empresas gaseras de los países industrializados, tanto en Occidente como en Oriente. En tercer lugar está la lucha de mercados de las grandes empresas energéticas, que se esfuerzan por extender enormemente sus redes recolectoras en las zonas donde, al parecer, se localizan las reservas más prometedoras de gas natural del mundo.

La evolución de la industria mundial del gas natural ha sido tan acelerada en los últimos años y ha producido cambios tan profundos en el panorama energético mundial que son pocos los expertos que han podido seguirlos. Además, resulta difícil analizar el comportamiento del mercado mundial de gas natural porque cada país tiene un sistema de precios y una estructura de regulación del comercio, propios, y también porque el desarrollo del comercio de gas natural es un fenómeno reciente. Por ésta y otras razones, aunque el gas ya no es el "hermano menor del petróleo" en la práctica, sí lo sigue siendo en términos del tiempo y de la atención que le presta la literatura técnica y política sobre los hidrocarburos.

El análisis del comportamiento del mercado mundial de hidrocarburos se concentraba, al menos hasta 1980, casi exclusivamente en el petróleo crudo y muy marginalmente en el gas natural. Se ha descuidado el estudio de los efectos del desarrollo futuro del gas natural en todos los mercados energéticos (el de petróleo en particular), debido a que se sigue subestimando la importancia de esta fuente de energía. A pesar de todo lo que se ha escrito sobre la OPEP, se han pasado por alto cuestiones tan cruciales como las consecuencias de una producción mundial creciente de gas natural para la capacidad de la OPEP de mantener el precio del petróleo.

En el presente ensayo no se pretende llenar este enorme vacío. Su objetivo es mucho más modesto: destacar los cambios más significativos de la industria mundial del gas natural en los últimos años; explicar su origen y sus implicaciones, y señalar algunas posibles tendencias para el decenio de los ochenta. Estas cuestiones parecen particularmente significativas en

el momento en que empieza a ponerse en duda la idea, defendida durante los sesenta, del agotamiento inevitable de los recursos petroleros tradicionales y de la urgencia consiguiente de explorar otras fuentes para afrontar el peligro, tanto en Estados Unidos como en otras regiones desarrolladas. Si ese agotamiento físico de los recursos petroleros no está tan cercano, ¿en qué argumentos se apoya la necesidad de expandir la producción mundial de gas natural? Si, como parece, tampoco se dan las condiciones para el aumento sostenido de la producción de crudo por los países de la OPEP, y por ende de la de gas asociado, ¿cómo se piensa llenar la brecha prevista entre producción y consumo de gas natural en los países industriales desarrollados?

En este trabajo se parte de la hipótesis de que la industria mundial de gas natural ha superado su infancia, durante la cual se registraron, en los años sesenta y setenta, avances notables en todo el mundo en las áreas de producción, distribución y consumo. Al iniciarse el decenio actual comienza la madurez de la industria, que habrá de caracterizarse por una acendrada competencia de las empresas energéticas por el acceso a las nuevas fuentes de suministro, localizadas en gran parte en países en desarrollo. También habrá un esfuerzo de los principales países consumidores, que ven declinar su producción y sus reservas, por garantizar, así sea a un alto costo político, un suministro estable, a largo plazo y en condiciones económicas ventajosas. Finalmente, los países productores se ajustarán a un periodo de precios internacionales estables del gas natural, ajuste que seguramente se dará por la vía de un mayor aprovechamiento interno de este recurso.

Cuadro 1

Participación del gas natural en el balance mundial de energía primaria (porcentajes)

	1945	1950	1955	1960	1965	1970	1975	1978
Gas	7	10	13	15	16	18	18	20
Petróleo	20	25	30	35	39	45	46	45
Carbón	65	58	50	44	39	31	28	28
Otros	8	7	7	6	6	6	8	7
<i>Total</i>	100	100	100	100	100	100	100	100

Fuente: N. Ait-Laoussine, *Gas: Recent Developments and Problems of Supply*, trabajo presentado en el Seminario de Energía de Oxford, 4 de septiembre de 1979.

Cuadro 2
Participación del gas en la energía primaria de algunos países
(porcentajes)

<i>Países</i>	1945	1950	1955	1960	1965	1970	1975	1978
Estados Unidos	15	20	26	28	32	34	29	28
Europa								
Occidental	—	—	1	2	3	8	13	17
Japón	—	—	—	1	1	1	3	4

Fuente: N. Ait-Laoussine, *op. cit.*

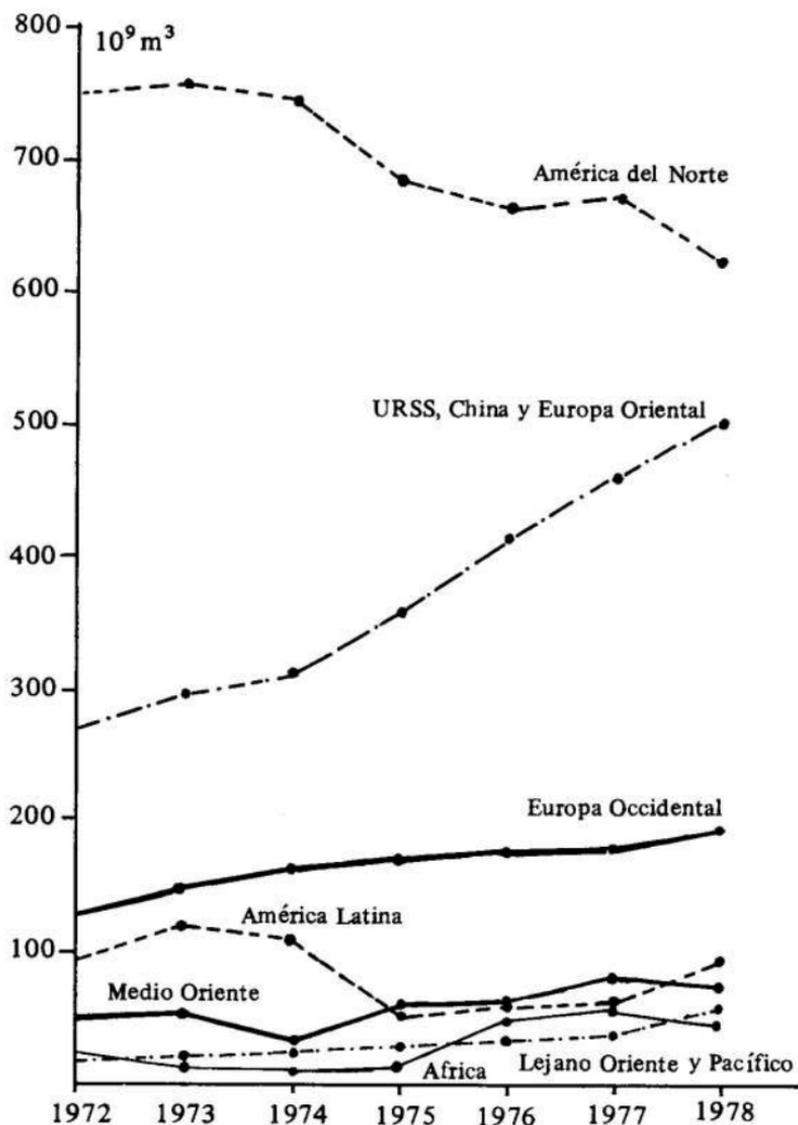
Cambios en el mercado mundial

El consumo de gas natural tuvo un avance notable en los últimos decenios, superior incluso al de los combustibles líquidos. De 1925 a 1968, su tasa de crecimiento anual fue de 7.5%, mientras que la de los combustibles líquidos fue de 6%. La participación del gas natural en el consumo mundial de energía pasó de 3% en 1925 a 10% en 1950 y a 18% en 1968. A fines de los sesenta contribuía de manera importante en la oferta energética total de tres regiones: Estados Unidos, la Unión Soviética y Europa Occidental. En el caso de Estados Unidos, su participación en el consumo de energía se sextuplicó de 1925 a 1968. En la URSS, el aumento correspondiente fue mucho mayor (de 1 a 23 por ciento), mientras que en Europa Occidental pasó de cero a 2.5%. A fines de los setenta, 32% de la energía comercial primaria de los países de economía de mercado se generaba a partir del gas, comparada con 17% en los de economía centralmente planificada y sólo 6% en las naciones en desarrollo.²

La expansión del consumo de gas obedeció a distintas razones en cada mercado. En el caso de Estados Unidos, los controles a largo plazo —que mantuvieron el precio del gas sumamente bajo en comparación con el del petróleo— deformaron su utilización en algunos sectores. Mientras no se redujo su disponibilidad interna, se quemaron enormes cantidades en las calderas industriales. En Europa Occidental, el factor determinante del aumento del consumo durante los sesenta, aparte de la disponibilidad de abundantes reservas, fue la expansión de la red de gas para uso doméstico. Por su parte, Japón pudo ampliar su consumo gracias a la creación del mercado mundial del gas natural licuado (GNL). La baja utilización de éste en la mayoría de los países en desarrollo es resultado de la estructura de la propiedad prevaleciente hasta 1975 en la industria de los hidrocarburos, del

² Joel Darmstadter *et al.*, *Energy in the World Economy, A Statistical Review of Trends in Output, Trade and Consumption Since 1925*, pp. 14 y 92-93.

Gráfica 1
Evolución de la producción regional de gas natural
(1972-1978)



Cuadro 3

Producción comercial estimada de gas natural y reservas probadas
(miles de millones de metros cúbicos)

	Producción comercial ¹			Reservas ²		Vida ³ en años
	1979	1980	1/1/1980	1/1/1981	1/1/1981 como % del total mundial	
<i>América del Norte</i>						
Canadá	73.44	68.08	1 473	2 492	3.2	37
Estados Unidos	579.67	568.88	7 791	5 670	7.3	10
<i>Subtotal</i>	653.11	636.96	9 264	8 162	10.5	13
<i>Región del Caribe</i>						
Barbados	0.01	0.01	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Colombia	2.64	3.18	79	142	0.2	45
Cuba	0.15	0.15	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
México	26.38	32.35	340	2 195	2.8	68
Trinidad	3.17	2.40	85	227	0.3	95
Venezuela*	8.87	8.71	751	1 250	1.6	144
<i>Subtotal</i>	41.22	46.80	1 255	3 814	4.9	82
<i>Otros de América del Sur</i>						
Argentina	9.18	9.87	181	623	0.8	63
Bolivia	2.09	2.34	85	120	0.2	36
Brasil	1.12	1.30	26	53	0.1	41
Chile	2.97	3.00	79	70	0.1	23
Ecuador*	0.07	0.08	20	115	0.1	--
Perú	1.17	1.14	5	35	desp.	31
<i>Subtotal</i>	16.60	17.73	396	1 016	1.3	57

Medio Oriente

Abu Dhabi*	5.72	5.78	249	580	0.7	100
Arabia Saudita** ⁴	12.57	14.90	1 498	2 678	3.4	180
Bahrein	2.88	2.76	11	280	0.4	101
Dubai*	0.83	0.73	20	43	0.1	59
Irán*	19.99	8.27	3 030	11 000	14.2	—
Iraq*	2.23	1.76	552	780	1.0	443
Israel	0.10	0.22	2	2	desp.	9
Kuwait** ⁴	5.17	3.30	1 215	938	1.2	284
Omán	0.50	0.60	57	142	0.2	237
Qatar*	3.26	3.10	207	1 848	2.4	596
Sharjah	n.d.	n.d.	n.d.	15	desp.	—
Siria	0.03	0.03	14	90	0.1	—
Turquía	0.10	0.10	9	14	desp.	140
<i>Subtotal</i>	53.38	41.55	6 864	18 410	23.7	443

África

Angola	0.20	0.26	28	30	desp.	115
Argelia*	15.40	10.00	4 106	3 724	4.8	372
Congo	0.01	0.01	n.d.	57	0.1	—
Egipto	1.11	2.19	40	84	0.1	38
Gabón*	0.06	0.07	14	14	desp.	200
Libia*	4.60	3.30	736	674	0.9	193
Marruecos	0.08	0.07	1	3	desp.	50
Nigeria*	2.00	2.00	142	1 161	1.5	581
Ruanda	0.01	0.01	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Sudáfrica	—	—	n.d.	11	desp.	—
Sudán	—	—	—	3	desp.	—
Tanzania	—	—	—	1	desp.	—
Túnez	0.33	0.35	14	159	0.2	—
Zaire	—	—	—	2	desp.	—
<i>Subtotal</i>	23.80	18.26	5 081	5 923	7.6	324

	Producción comercial ¹			Reservas ²		1/1/1981 como % del total mundial	Vida ³ en años
	1979	1980	1/1/1980	1/1/1981	1/1/1981 como % del total mundial		
<i>Europa Occidental</i>							
Austria	2.32	1.94	11	11	desp.	6	
Bélgica ⁵	0.04	0.05	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	
Dinamarca	—	—	—	105	0.1	—	
España	1.01	0.01	—	42	0.1	—	
Francia	7.76	7.53	204	81	0.1	11	
Gran Bretaña ⁶	39.23	37.29	991	718	0.9	19	
Grecia	—	—	—	110	0.1	—	
Irlanda	0.57	0.91	—	37	desp.	41	
Italia	13.47	12.53	198	171	0.2	15	
Holanda	93.17	87.27	2 421	1 596	2.1	18	
Noruega ⁷	20.92	25.14	—	1 314	1.7	52	
RFA	20.36	18.66	292	190	0.2	10	
<i>Subtotal</i>	197.49	191.33	4 117	4 375	5.6	23	
<i>Lejano Oriente</i>							
Afganistán	2.40	2.75	144	60	0.1	22	
Australia	8.09	9.57	357	850	1.1	89	
Bangladesh	1.22	1.25	n.d.	283	0.4	226	
Brunei	8.28	8.95	57	218	0.3	24	
Burma	0.23	0.21	3	5	desp.	24	
China	14.51	14.27	102	735	0.9	52	
India	1.92	1.45	40	270	0.3	186	
Indonesia*	28.27	28.75	79	765	1.0	27	
Japón	2.69	2.47	20	15	desp.	6	
Malasia	0.10	0.11	57	850	1.1	—	

Nueva Zelanda	1.54	1.34	184	173	0.2	129
Paquistán	8.79	9.12	535	453	0.6	50
Tailandia	—	—	n.d.	292	0.4	—
Taiwán	1.72	1.96	28	25	desp.	13
<i>Subtotal</i>	79.76	82.20	1 606	4 994	6.4	61
<i>URSS y Europa Oriental</i>						
Albania	0.30	0.30	9	10	desp.	33
Bulgaria	0.14	0.15	28	5	desp.	33
Checoslovaquia	0.68	0.51	14	12	desp.	24
Hungría	6.53	6.13	119	110	0.1	18
Polonia	7.34	6.33	9	120	0.2	19
RDA	9.01	9.00	14	75	0.1	8
Rumania	27.19	28.19	170	125	0.2	4
URSS	407.00	435.00	9 119	30 500	39.2	70
Yugoslavia	1.86	1.82	34	60	0.1	33
<i>Subtotal</i>	460.05	487.43	9 516	31 017	39.9	64
<i>Total mundial</i>	1 525.41	1 522.26	38 099	77 711	100.0	51

* Países miembros de la OPEP.

desp.: despreciable, menos de 0.05%.

1 Excluido el gas quemado en la atmósfera, el reinyectado y el utilizado en los campos.

2 Excluidas las reservas probables y posibles.

3 Reservas al 1 de enero de 1981, divididas entre la producción comercial de 1980. Como de esta última se excluyó la producción de gas desperdiciado, la vida de las reservas está sobrestimada. Sin embargo, las cifras de reservas son conservadoras, pues sólo incluyen las probadas.

4 Incluyen parte de la producción de la zona neutral.

5 Sólo producción de gas de las minas de carbón.

6 Incluye 39.12% del gas producido en el campo Frigg.

7 Incluye 60.88% del gas producido en el campo Frigg.

No se considera la producción marginal de Camerún, Ghana, Guatemala, Costa de Marfil, Filipinas y Zaire, que en 1980 producían petróleo crudo.

Con excepción de Zaire, las reservas de éstos y otros diez países en los que se ha descubierto gas natural no son probadas.

Fuentes: Boletín mensual de estadísticas de las Naciones Unidas y Cedgaz.

subdesarrollo económico de los principales exportadores de petróleo y de la falta de interés de las empresas petroleras internacionales por desarrollar formas de energía que no se podían transportar fácilmente.

En general, los patrones de consumo anteriores a 1973 reflejan el predominio claro de las consideraciones económicas sobre las geológicas: no tenía valor aquel gas que no estuviera cerca de los centros de consumo. Para que llegara a mercados regionales alejados era necesario cambiar los patrones de consumo en cuanto a fuentes de oferta diferentes y sus respectivos grados de sustitución. Además, era preciso modificar la estructura industrial, para adaptarla a las nuevas fuentes de energía, teniendo en cuenta los precios relativos del gas natural, el avance tecnológico de su transporte y los requerimientos específicos de cada sector. A final de cuentas, fueron las ventajas comparativas del gas en cada uno de estos aspectos las que lo hicieron más competitivo frente a otros energéticos como el carbón. El gas es la única fuente de energía primaria con posibilidades de abastecimiento rápido, que contamina poco y que, durante un periodo muy prolongado, estuvo disponible en cantidades prácticamente ilimitadas y a precios irrisorios. Más aún, ante la idea de la "escasez petrolera" se aceleró su búsqueda. Es muy significativo que, no obstante que los aumentos de precios del gas fueron mínimos durante los setenta, la cifra de sus reservas recuperables en los últimos diez años se duplicó, mientras que la del petróleo permaneció constante.³

Aunque el periodo de crecimiento acelerado de la industria internacional de gas natural pareció llegar a su término a fines de los setenta, hay razones para creer que la desaceleración del crecimiento de la producción y el consumo mundiales, registrada de 1973 a 1980, constituye un fenómeno pasajero. En algunos de los productores y consumidores más importantes (Estados Unidos, Canadá y Holanda) y algunos de los mayores productores y exportadores (Nigeria y Libia) la producción, el consumo y las exportaciones, respectivamente, registraron disminuciones a fines de los setenta. En América Latina, Asia y Australia y sobre todo en Europa Oriental (la URSS) la producción, el consumo y las exportaciones siguieron aumentando.⁴ Estas tendencias opuestas permiten suponer que la industria del gas natural está registrando cambios estructurales y de localización de largo alcance, cuyos efectos futuros no son todavía claros, sobre todo en momentos en que, primero, el panorama general y las perspectivas de los mercados internacionales de petróleo tampoco son claros y, segundo, cuan-

³ World Energy Conference, *Survey of Energy Resources 1980*. Trabajo preparado por el Instituto Federal de Geociencias y Recursos Naturales (Hamburgo, RFA) para la XI Conferencia Mundial de Energía, Munich, 8-12 de septiembre de 1980, p. 124.

⁴ Jeffrey Segal, "Natural Gas: Growing Strength of the URSS", en *Petroleum Economist*, agosto de 1981, pp. 337-339.

do la Unión Soviética está a punto de aparecer en la escena europea como una de las nuevas fuentes externas más importantes de gas natural.

Este producto, que tuvo un crecimiento muy rápido en la URSS en los setenta, cobró aun mayor significación en dicho país debido a que su producción de petróleo se ha estabilizado y a que la estancada producción de carbón ha sido incapaz de sustituir al petróleo como lo previeron los responsables de la planeación.⁵ A diferencia de otros sectores de la producción energética soviética, la industria del gas natural registró una evolución favorable en los últimos años y pudo cumplir las metas planeadas e incluso superarlas. La producción de gas cumplió las metas del plan quinquenal y alcanzó el nivel proyectado para 1980 de 435 millones de metros cúbicos. Esto se logró no obstante haber extraído un volumen creciente de gas natural en condiciones mucho más difíciles de explotación que las de petróleo del extremo norte de Siberia occidental, en el Círculo Ártico.⁶

De acuerdo con fuentes occidentales, durante el periodo 1981-1985, la producción de todos los combustibles primarios en la Unión Soviética registrará un crecimiento considerable. Habrá un cambio definitivo en la estructura de la producción de combustibles y en la generación de energía, que incluirá un aumento considerable de la participación del gas natural. La producción de este combustible será de 1985 de 2.1 a 2.2 veces mayor que la registrada a mediados de los setenta. En ningún otro país se han obtenido estas tasas de crecimiento ni aumentos de la producción de tal magnitud. Al comparar a la URSS con Estados Unidos, el productor y consumidor de gas más importante, se ve que en 1985 la producción de este último será de 10 a 20 por ciento menor que la de 1975. Más aún, se espera que la reducción absoluta continúe incluso después de 1985. En cambio, los expertos de la Academia de Ciencias de la URSS prevén que la producción de gas de su país seguirá creciendo rápidamente después de 1985 y que incluso podrá llegar a duplicarse para principios de los noventa, con relación a su nivel actual.⁷ Se espera que el gas natural desempeñe un papel más importante no sólo en el consumo interno de combustibles sino también como fuente de divisas. Se prevé que la participación del gas natural en la demanda soviética aumente de 27% en 1980 a 35% en 1985.⁸ Se supone que el gas cubrirá 90% del aumento de las exportaciones soviéticas de combustibles a los países del CAME de 1981 a 1985. Por último, los depósitos en Urengoi y otros campos de Siberia "contienen recursos tan gigantescos que pueden, durante muchos años, cubrir las necesidades internas y de exportación, incluidas las ventas que se hagan a los países occidentales".⁹

5 *The New York Times*, 20 de agosto de 1981.

6 *The New York Times*, 22 de febrero de 1981.

7 *The Wall Street Journal*, 6 de marzo de 1981.

8 *The New York Times*, 20 de agosto de 1981.

9 *The Economist*, 9 de mayo de 1981.

Evolución reciente del comercio mundial

No obstante su contribución importante y creciente, el gas natural ha desempeñado tradicionalmente un papel muy limitado en el comercio energético internacional. Esto puede atribuirse, entre otras razones, a la relativa inflexibilidad de los sistemas de transporte y al aumento sostenido de los costos de construcción de las redes de recolección, tratamiento y distribución. Así, la parte de la producción mundial que participa en dicho comercio es muy inferior a lo que permitirían suponer las cifras sobre reservas probadas totales en el mundo. En años recientes se han acentuado las diferencias entre el comercio internacional de crudo y el de gas natural: mientras casi la mitad de la producción mundial del primero se comercia internacionalmente, sólo 10% del segundo tiene el mismo destino. En términos de volumen, esto significa 3.3 mbd de crudo equivalente. En el intercambio de gas participa un número casi igual de vendedores y de compradores (21 y 25, respectivamente); asimismo, los países oferentes están dispersos por todo el mundo, al contrario de lo que sucede en el caso del crudo.

El comercio internacional de gas natural por ducto está dominado por cuatro países ajenos a la OPEP —la URSS, Holanda, Noruega y Canadá—, que representaron 78% de las ventas al exterior en 1980. En dicho año la URSS ocupó por primera vez el liderazgo en el comercio mundial de gas natural, con ventas a 12 clientes, cinco de ellos miembros de la OCDE. En el transcurso de 1981 y principios de este año, diez países de Europa Occidental negociaron con la URSS la compra, durante 25 años a partir de 1984, de 40 000 millones de metros cúbicos de gas procedente de la península de Yamal, en Siberia occidental. Con Japón se llegó a un acuerdo para la venta de 4 200 millones de metros cúbicos al año de GNL, a partir de 1988. En cambio, las exportaciones de Holanda, lo mismo que las de Canadá, empezaron a disminuir ligeramente a partir de 1980. Así, en dicho año, Noruega ocupó el lugar de los canadienses como tercer exportador de gas natural por ducto, posición que habrá de afianzarse con la construcción de la red de recolección en el Mar del Norte.

El comercio mundial de GNL, iniciado en 1964, registró durante el período 1974-1979 una tasa promedio de crecimiento anual de 28%. En este último año, las plantas de licuefacción se utilizaban en promedio a 69% de su capacidad. Con la tendencia ascendente de los precios internacionales del GNL, que pasaron en promedio de 1.93 dólares el millón de BTU en 1978 a 2.33 dólares en 1979, los operadores parecían tener una rentabilidad mínima asegurada y las perspectivas de expansión parecían muy prometedoras. Sin embargo, las disputas sobre precios en 1980 y 1981, que condujeron a suspender varios contratos y a cancelar múltiples proyectos de construcción o ampliación de plantas de licuefacción en los países ex-

portadores, obligaron a ajustar las proyecciones a la baja. En la actualidad se prevé un crecimiento mucho más lento del comercio internacional de GNL que hace dos años.

Por lo pronto, el GNL ha dejado de competir con otros combustibles. Muchos países importadores han revisado sus planes de aumentar sus compras de GNL para los ochenta, debido no sólo a su mayor costo económico, en relación con el pasado, sino a la creciente preocupación por la seguridad en su manejo y a que en los últimos dos años se suspendieron, sin sanción alguna, múltiples contratos de exportación por falta de acuerdo entre compradores y vendedores sobre los precios finales de venta del combustible. Por su parte, los productores también revisan la aportación del GNL a su propia oferta interna de energía. Muchos de ellos han puesto más atención en los usos internos del gas natural, ya sea para fabricar fertilizantes o para elaborar productos petroquímicos. En aquellos casos en que se plantea la posibilidad o la necesidad de exportar gas, los gobiernos de los países exportadores consideran las posibilidades de enviarlo por ducto o la de transformarlo en metanol.

Así, es posible hablar de un cambio de fondo en la naturaleza del mercado mundial de GNL. Muchos proyectos, que debieron llevarse a cabo en el transcurso de los ochenta, se han tenido que modificar radicalmente. El caso de Argelia es muy significativo. Después de anunciar, a principios de 1980, que estaba preparada para detener la explotación del GNL, Sonatrach dio por terminados los contratos de construcción de la planta de licuefacción LNG-3 en Arzew y aplazó los planes de construcción de otras dos unidades en Skidda oriental e Issers central. Las víctimas inmediatas de estos ajustes fueron los contratos de exportación firmados con varios países de Europa del Norte. Bajo el supuesto de que las cláusulas de precios se renegociarán con éxito, Argelia cumpliría solamente tres nuevos contratos en los próximos tres años: con Panhandle de Estados Unidos, Gaz de Francia y Distrigaz de Bélgica. Para compensar las cancelaciones de Argelia, Europa aumentará la capacidad del oleoducto transmediterráneo e incrementará sus importaciones de la URSS y de Noruega. El GNL proveniente de África occidental (Nigeria y Camerún) ayudará también a llenar la brecha. En el caso de Estados Unidos sólo se cumplirá un nuevo contrato de importación de GNL con Indonesia. Esta fuente de suministro se complementará con gas proveniente de Alaska y Canadá, del proyecto piloto del Artico y, quizá, con la explotación ulterior de recursos de otras partes del continente americano (Chile, Colombia y Trinidad). Japón será el único país en el mundo que mantenga invariables y quizá amplíe sus proyectos de importación de GNL, sobre todo desde Malasia, Australia e Indonesia.¹⁰

¹⁰ Jeffrey Segal, "LNG Market: Pricing Picture in Disarray", en *Petroleum Economist*, diciembre de 1981, pp. 517-520.

Cuadro 4

Exportaciones mundiales estimadas de gas natural
(miles de millones de metros cúbicos)

<i>Exportador/destino</i>	1979	1980	<i>Exportador/destino</i>	1979	1980
<i>América del Norte</i>					
Canadá	28.3	23.0	Holanda	52.5	51.5
Estados Unidos	28.3	23.0	Bélgica	10.2	9.0
Estados Unidos	1.5	1.3	Francia	11.4	9.2
Canadá	desp.	desp.	Italia	4.7	7.2
Japón (GNL)	1.4	1.2	Luxemburgo	0.6	0.6
México	0.1	0.1	RFA	25.0	24.8
<i>Subtotal</i>	29.3	24.3	Suiza	0.6	0.7
<i>Región del Caribe</i>					
México	-	2.9	Noruega	20.0	24.7
Estados Unidos	-	2.9	Bélgica	1.8	2.1
<i>Subtotal</i>	-	2.9	Francia	1.6	2.0
<i>Otros de América del Sur</i>					
Bolivia	1.9	2.1	Gran Bretaña	8.3	9.8
Argentina	1.9	2.1	Holanda	0.3	0.4
Chile	0.1	0.1	RFA	8.0	10.4
Argentina	0.1	0.1	<i>Subtotal</i>	75.9	81.1
<i>Subtotal</i>	2.0	2.2	<i>Lejano Oriente</i>		
<i>Medio Oriente</i>					
Abu Dhabi*	1.7	2.7	Afganistán	2.2	2.5
			URSS	2.2	2.5
			Brunei	7.6	7.8
			Japón (GNL)	7.6	7.8
			Indonesia*	8.6	11.9
			Japón (GNL)	8.6	11.9
			Malasia	desp.	desp.
			Brunei	desp.	desp.

Francia (GNL)	desp.	—	18.4	22.2
Japón (GNL)	1.7	2.7		
Irán*	5.0	0.7		
URSS	5.0	0.7		
<i>Subtotal</i>	6.7	3.4		
<i>Africa</i>				
Argelia*	11.6	6.1		
España (GNL)	0.6	1.2		
Estados Unidos	7.2	2.1		
Francia (GNL)	3.2	2.0		
Gran Bretaña	0.6	0.8		
Libia*	3.6	2.3		
Italia (GNL)	2.4	1.5		
España (GNL)	1.2	0.8		
<i>Subtotal</i>	15.2	9.4		
<i>Europa Occidental</i>				
Bélgica	desp.	0.2		
Francia	desp.	0.2		
Francia	0.2	0.2		
Bélgica	0.1	0.1		
Suiza	0.1	0.1		
RFA	3.2	4.5		
Austria	desp.	desp.		
Francia	—	0.8		
Holanda	3.0	3.4		
Suiza	0.2	0.3		
<i>Totales</i>	196.4	202.0		
Como GNL	34.5	32.0		
Por ducto	161.9	170.0		
Total OPEP	30.5	24.9		
<i>URSS y Europa Oriental</i>				
Hungría	desp.	desp.		
URSS	0.4	0.2		
Rumania	0.4	0.2		
Hungría	48.0	57.3		
URSS	2.9	3.0		
Austria	4.5	4.5		
Bulgaria	7.2	8.7		
Checoslovaquia	0.9	0.9		
Finlandia	—	2.8		
Francia	2.5	3.8		
Hungría	9.1	7.1		
Italia	4.0	5.3		
Polonia	4.3	6.5		
RDA	10.7	11.8		
RFA	1.0	1.0		
Rumania	0.9	1.9		
Yugoslavia				
<i>Subtotal</i>	48.4	57.5		

desp.: despreciable; menos de 0.05%.

* Países miembros de la OPEP.

Fuente: Estadísticas del comercio exterior de los países importadores, Eurostat, ONU, *Annual Bulletin of Gas Statistics for Europe*, y OCDE.

Cuadro 5
Importaciones mundiales estimadas de gas natural
(miles de millones de metros cúbicos)

<i>Importador/fuente</i>	<i>1979</i>	<i>1980</i>	<i>Importador/fuente</i>	<i>1979</i>	<i>1980</i>
<i>América del Norte</i>					
Canadá			Holanda	3.3	3.8
Estados Unidos	desp.	desp.	Noruega	0.3	0.4
Estados Unidos	35.5	28.0	RFA	3.0	3.4
Argelia* (GNL)	7.2	2.1	España	1.8	2.0
Canadá	28.3	23.0	Argelia* (GNL)	0.6	1.2
México	—	2.9	Libia* (GNL)	1.2	0.8
			Suiza	0.9	1.1
<i>Subtotal</i>	35.5	28.0	Francia	0.1	0.1
			Holanda	0.6	0.7
<i>Región del Caribe</i>					
México	0.1	0.1	RFA	0.2	0.3
Estados Unidos	0.1	0.1	Gran Bretaña	8.9	10.6
			Argelia* (GNL)	0.6	0.8
<i>Subtotal</i>	0.1	0.1	Noruega	8.3	9.8
			<i>Subtotal</i>	107.5	115.0
<i>Otros de América del Sur</i>					
Argentina	2.0	2.2	<i>Lejano Oriente</i>		
Bolivia	1.9	2.1	Brunei	desp.	desp.
Chile	0.1	0.1	Malasia	desp.	desp.
			Japón	19.3	23.6
<i>Subtotal</i>	2.0	2.2	Abu Dhabi* (GNL)	1.7	2.7
			Brunei	7.6	7.8
<i>Europa Occidental</i>					
Austria	2.9	3.0	Indonesia* (GNL)	8.6	11.9
			Estados Unidos (GNL)	1.4	1.2

Factores determinantes de los cambios en el mercado mundial

Del lado de la demanda, los factores más importantes que condujeron a las dificultades actuales de la industria de gas natural fueron una expansión más lenta que la prevista de los mercados *premium*, así como el aumento de los costos de inversión y los largos periodos de maduración de los proyectos del GNL. Del lado de la oferta, actuaron la preferencia creciente de algunos países productores por aprovechar internamente sus recursos de gas, a costa de las exportaciones; la lentitud de las negociaciones para construir gasoductos, y la apertura de nuevas fuentes externas de abastecimiento que se habían mantenido en reserva en prevención de posibles tropiezos en el flujo de gas y en respuesta a los aumentos de precios de las otras fuentes energéticas.

La comercialización del gas natural se ha complicado cada vez más, a medida que compradores y vendedores han empezado a reconocer su importancia y sus múltiples ventajas como combustible *premium*. Hace pocos años el gas se vendía a cualquier comprador a precios sumamente bajos porque de no hacerlo habría que quemarlo en la atmósfera. Su escaso valor dificultó el establecimiento de empresas públicas en el mercado energético, no obstante que se disponía de una oferta relativamente abundante. Sin embargo, a partir del primer *shock* petrolero se tornaron muy rentables las operaciones de aprovechamiento del gas natural. Se consideró, por una parte, que debía tener un valor de mercado más alto; además, los gobiernos de varios países industrializados desarrollados realizaron esfuerzos para destinarlo a los usos para los cuales es más idóneo que cualquier otro combustible. De 1975 a la fecha, la mayoría de los países de la CEE ha reducido de modo importante su empleo en la generación de energía y se esperan reducciones aún mayores. En 1980 los países de la CEE destinaron 15% de su consumo de gas a plantas generadoras; más de 45% se usó para calefacción doméstica y el resto se consumió en la agricultura.¹¹ En Estados Unidos también se aplica una política similar de dar prioridad a los usuarios *premium* de gas; sin embargo, el control de los precios y la disponibilidad de una oferta abundante han hecho de este instrumento algo menos eficaz que en Europa.

Las dificultades para transportar el gas natural han alentado a los países productores a recolectar y aprovechar el gas asociado. Sin embargo, todavía falta mucho por hacer para valorar los campos de gas considerados marginales debido a su distancia de los centros de consumo o al monto reducido de sus reservas. Como resultado de lo anterior, tanto en la URSS como en el Medio Oriente se han construido plantas de tratamiento de gas en gran escala que están a punto de iniciar sus operaciones. En Arabia

¹¹ "Steady Growth of Premium Market", en *Financial Times Survey on International Gas Industry*, 18 de diciembre de 1981.

Saudita, en julio de 1980, se otorgaron los contratos de la primera instalación de este tipo, que producirá cantidades significativas de butano y propano para exportación. Dada su magnitud, este proyecto seguramente tendrá efectos muy considerables en el mercado.

Sin embargo, no cabe duda que el cambio más significativo en el mercado mundial de gas natural en los últimos años es la negociación internacional destinada a construir una red mundial de gasoductos. Según el *Oil and Gas Journal*, se planea construir en 1982 cerca de 36 000 millas de gasoductos en todo el mundo, frente a sólo 7 400 millas para productos petroleros.¹² La mayoría de estos ductos se concentra en Europa Occidental, que es el mercado más importante para el gas (54% de las importaciones mundiales). No obstante, en otras partes, sobre todo en América Latina, existe un movimiento claro en favor de la ampliación del comercio de gas a través de gasoductos. Esta expansión de la red mundial de gasoductos ofrece una triple ventaja para las empresas dedicadas al negocio gasero: los gobiernos cobran conciencia de la necesidad de suprimir los subsidios al gas para uso doméstico; aumenta la viabilidad comercial de los campos pequeños y, finalmente, se acelera la explotación petrolera en aquellos lugares donde el gas asociado se tenía que quemar por falta de un mercado redituable.

Hay tres enormes proyectos que producirán un cambio profundo en la naturaleza del mercado gasero internacional en los próximos años: el gasoducto soviético, la línea transmediterránea de Argelia a Italia y la red de captación de gas que Noruega construye en el Mar del Norte.

El acuerdo de suministro soviético ilustra algunos de los problemas que afrontan aquellos países que tratan de apreciar el valor del mercado del gas natural. Considerado como el acuerdo comercial más importante entre el Este y el Oeste, el sistema de gasoductos de 3 600 millas, con un costo de 15 000 millones de dólares, abastecerá a Europa Occidental con casi 114 millones de metros cúbicos diarios de gas natural a partir de 1984-1985. El gasoducto soviético irá desde el campo de Urengoi, en Siberia noroccidental, hasta las estaciones de transferencia en las fronteras de la RFA-Checoslovaquia y Austria-Checoslovaquia. De ahí se bombeará a los consumidores de siete países: la RFA, Francia, Italia, Holanda, Bélgica, Austria y Suiza. El ducto formará parte de la red integrada de gas que cubre la demanda interna de la URSS.

Después de más de 18 meses de negociaciones, el acuerdo se concluyó cuando la RFA, el consumidor europeo más importante de gas natural, aceptó los términos políticos, económicos y financieros del contrario. El nuevo gasoducto será construido en gran parte con equipo y tubería vendida por los países consumidores, la RFA y Francia en particular. Se cree

¹² "Controversial Plans in the World Pipeline", en *Financial Times Survey of International Gas Industry*, 18 de diciembre de 1981.

que los soviéticos pensaron originalmente en un precio que igualara el del petróleo crudo, alrededor de 6.50 dólares por millón de BTU. A medida que avanzaron las negociaciones entre Soyuzgas Export y el comprador alemán, Ruhrgas, las expectativas soviéticas se redujeron a 5.50 dólares por millón de BTU. Al final se fijó un precio base (mediados de 1981) del orden de 4.70 dólares por millón de BTU, valor próximo al del combustible con bajo contenido de azufre, además, se estableció una cláusula de aumento vinculado al alza de una mezcla de petróleo crudo (20%) y gas oil combustible (80%). En Occidente se supone que la URSS aceptó este precio en razón de que el acuerdo era vital para sus planes de desarrollo del gas. Aunque Estados Unidos se opuso ferozmente al gasoducto, sobre la base de que hará a Europa Occidental demasiado dependiente de la Unión Soviética en su suministro de energía, finalmente decidió abandonar —a mediados de marzo de 1982— su oposición ante la multitud de dificultades políticas y militares de la alianza atlántica.

El proyecto soviético es uno de los gasoductos en construcción más importantes, pero no el único. El transmediterráneo, que tuvo un costo de 3 000 millones de dólares, está listo para transportar gas del norte de África hasta el sur de Europa, pero el inicio de las operaciones se ha retrasado por la disputa de precios entre los gobiernos de Argelia e Italia. El gasoducto va desde el campo de gas de Hassi R'Mell hasta el norte de Italia y transportará en un principio 34 millones de metros cúbicos al día.

El gasoducto de Alaska —el mayor proyecto de construcción en la historia, financiado con fondos privados— superó un obstáculo importante en diciembre de 1981, cuando el Congreso estadounidense aprobó un conjunto de medidas legales tendientes a mejorar las perspectivas de financiamiento del proyecto. El presidente Carter aprobó en 1977 el establecimiento del ducto de 4 800 millas, con un costo de 43 000 millones de dólares para traer gas desde la bahía de Prudhoe, en Alaska, a través de Canadá, hasta 48 estados de la Unión. A partir de entonces el proceso fue muy lento, sobre todo por el gran aumento de los costos de construcción y las dificultades para obtener financiamiento. Con las nuevas medidas se espera atraer a los banqueros: por una parte, se permite que las cargas de la deuda se transfieran al consumidor en forma de precios más altos, antes de que el gas haya empezado a fluir desde Alaska; por otra, se autoriza a los principales productores de Alaska (Exxon, Standard Oil de Ohio y Atlantic Richfield) a participar en las acciones del proyecto, lo cual no había autorizado el gobierno de Carter. La sección canadiense del ducto ya está muy avanzada.

Como complemento del suministro proveniente de los países con las mayores reservas mundiales de gas natural, y también para compensar la baja de la producción tierra adentro, han adquirido una importancia creciente los hallazgos y la explotación de campos de gas en el mar. Los proyectos más significativos a este respecto son los siguientes: *North West Dome*, en Qatar; el bloque 3¹/₂ en Noruega; la Plataforma Noroccidental,

en Australia, y los campos de Morecambe y Rough, en la Gran Bretaña. Cada uno de ellos responde a intereses estratégicos muy diferentes. En el caso de Qatar, el Gobierno analiza los planes presentados por varias empresas internacionales para explotar el yacimiento de North West Dome y espera conceder los contratos a mediados de 1982. Los trabajos empezarán en un periodo de 18 meses y el campo comenzaría a producir en 1988. Se estima que el campo de North West Dome tiene reservas que son dos veces las de Groningen, en Holanda, descubrimiento que puso en marcha en 1959 la búsqueda de hidrocarburos en el Mar del Norte. El costo de desarrollar North West Dome es del orden de 6 000 millones de dólares, según los qataris, y de 20 000 millones de dólares, según otras fuentes. La primera etapa se hará bajo la propiedad del Gobierno y exigirá construir plataformas marinas y tender gasoductos hasta Ras Laffan, en el norte de Qatar. La segunda etapa implicará construir una planta de GNL, en la que los qataris tendrán una participación de 80% y los intereses extranjeros el resto. Entre las empresas extranjeras que quieren participar figuran la British Petroleum, la Shell, Wintershal (de Alemania Federal). Total (de Francia) y un consorcio japonés. Japón es el mercado más probable para el gas en virtud de sus necesidades de energía y de la facilidad relativa de transporte.

Por su parte, Noruega tiene las perspectivas más interesantes en términos del descubrimiento y explotación de gas en el mar. Ha puesto mucha atención en el bloque 3^{1/2}, localizado a 80 millas al noroeste de Bergen, donde podrían encontrarse alrededor de 1.2 billones de metros cúbicos de gas. En el Círculo Ártico, donde Noruega ha hecho las primeras perforaciones exploratorias, Statoil localizó un yacimiento que rivaliza con el de Frigg y que incluso puede ser mayor. Sin embargo, sea cual fuere la dimensión de estos nuevos campos, las posibilidades de desarrollarlos antes de fin de siglo son limitadas. Ello se debe al temor de que una producción de hidrocarburos demasiado alta pueda convertirse en una influencia social negativa; para evitar ese peligro, el Parlamento noruego fijó límites a la producción de petróleo y gas.

El desarrollo del proyecto del noroccidente de Australia supone la instalación de una de las plataformas de perforación mar adentro más grandes del mundo. Para 1984 suministrará gas a la parte occidental del país. Se planea construir una segunda plataforma dos años después, aumentar los niveles de producción que se requieren para sostener exportaciones de GNL y levantar una tercera plataforma a principios de los noventa.

En la Gran Bretaña, la British Gas Corporation está participando en dos proyectos de interés: el desarrollo del campo de Morecambe, como proveedor estacional que ayude a cubrir la demanda en invierno, y el del campo de Rough, como depósito para el almacenamiento de gas.

El último factor que ha influido en fecha reciente en la evolución del mercado mundial de gas natural, además de los citados anteriormente, es el ajuste de los precios de dos importantes mercados internacionales. En la

Noruega	-	-	1.62	1.85	1.91				
Hungría									
Rumania	0.47	1.53	1.51	2.19	2.25				
URSS	0.56	1.68	1.86	2.41	2.50				
Italia									
Holanda	0.63	0.66	0.77	1.06	1.25				
Libia (GNL)	0.79	0.86	0.92	1.12	1.45	2.82			
URSS	0.54	0.58	0.73	1.06	1.15				
Japón									
Abu Dhabi (GNL)	-	-	1.93	2.20	2.31	3.08	5.12	5.35	
Brunei (GNL)	1.67	1.76	1.91	2.04	2.20	2.97	3.10	3.14	
Estados Unidos (GNL)	1.40	1.70	2.01	2.26	2.37	3.51	3.44	3.48	
Indonesia (GNL)	-	-	2.44	2.80	3.45	4.72	4.96	4.96	
México									
Estados Unidos	1.05	1.30	1.45	1.56	1.86				
Holanda									
Noruega	-	-	-	2.14	2.25	2.80	2.80	2.80	2.80
Polonia									
URSS	1.13	1.31	1.54	2.11	2.25				
España									
Argelia (GNL)	-	0.67	0.64	1.36	2.50				
Libia (GNL)	0.52	0.50	0.56	0.99	2.20				
Suiza									
Holanda	1.30	1.30	1.84	3.59	3.65				
Gran Bretaña									
Argelia (GNL)	0.91	0.91	0.98	0.99	1.15	3.09	3.09	3.09	3.09
Noruega	-	-	-	1.85	2.20				
Estados Unidos									
Argelia (GNL)	0.72	0.76	1.03	1.37	1.81	2.69	3.26	3.20	3.08
Canadá	1.07	1.72	1.97	2.15	2.57	3.45	3.91	4.47	4.47
México	-	-	2.34	-	-	-	3.63	3.63	4.47

1980

<i>País importador/ fuente(s)</i>	1975	1976	1977	1978	1979	Enero	Febrero	Marzo	Abril
URSS									
Afganistán	0.49	0.51	0.52	0.60	1.04				
Irán	0.61	0.63	0.71	0.72	0.72				
RFA									
Holanda	0.93	1.17	1.43	1.73	1.90				
Noruega	—	—	—	1.80	2.15				
URSS	0.64	0.83	1.09	1.70	2.50				
Yugoslavia									
URSS	—	—	—	1.81	2.00				

Notas: las cifras en cursivas son estimaciones.

El cuadro cubre todas las entregas importantes a largo plazo de gas por ducto y buque-tanque de GNL. Se excluyen los movimientos intra-europeos menores. Se excluyen las exportaciones de la URSS a Francia porque se "canjean" por gas holandés contratado por Italia. Todas las cifras están expresadas en términos CIF, excepto las exportaciones de la URSS a Bulgaria, Checoslovaquia, Alemania Oriental, Polonia y Alemania Occidental, que están en términos FOB. Los precios unitarios están calculados a partir de las estadísticas comerciales de los países importadores. Cuando fue necesario convertir el volumen a valores térmicos se hizo de acuerdo con los factores utilizados por las Naciones Unidas. En el caso de las exportaciones soviéticas mencionadas, los precios se calcularon con base en las estadísticas de exportación de la URSS. Las conversiones en monedas de Europa Oriental se hicieron con base en los tipos de cambio de Naciones Unidas. Cuando los volúmenes o los valores térmicos no figuraban en las estadísticas comerciales la fuente principal fue el *Annual Bulletin of Gas Statistics for Europe* de Naciones Unidas. Las inconsistencias entre los valores térmicos y los tipos de cambio pueden originar discrepancias entre los precios "oficiales" y los precios reales de entrega.

Fuente: *Petroleum Economist*, septiembre de 1980.

Gran Bretaña, los precios que pagan los usuarios del gas han sido controlados por el Gobierno y las empresas petroleras que operan en el mar se quejan de que la British Gas Corporation (BGC), el comprador monopsónico, ha pagado demasiado poco por el suministro. El gobierno actual ordenó recientemente a la BGC aumentar los precios en 10% anual en términos reales, como primer paso para acabar con el control monopsónico de la empresa. En Estados Unidos también se está tratando de ajustar los precios internos a los niveles internacionales. El presidente Reagan anunció que trataría de acelerar la liberación gradual de los precios del gas, de tal manera que para 1985 todos los controles hayan sido eliminados. Empero, en vista de las elecciones parlamentarias de mediados de noviembre próximo, son muy pocos los avances en este proceso liberatorio.¹³

Expansión competitiva de las empresas gaseras internacionales

De conformidad con el análisis anterior, la industria mundial de gas natural alcanzó, al inicio de los ochenta, un estado de madurez plena. Lejos de tener el carácter autogenerador que la definió desde los sesenta, la expansión de las empresas energéticas se volvió eminentemente competitiva. La decisión de Irán, anunciada al triunfo de la revolución, de dar prioridad a la explotación de los recursos para consumo interno, sumada al temor que invadió a toda Europa Occidental de que la URSS también diera prioridad al abastecimiento interno y de que la oferta proveniente de los nuevos descubrimientos del Mar del Norte no alcanzara a compensar el deterioro de la producción en varios países del continente europeo, condujo a un verdadero enfrentamiento de las empresas energéticas internacionales por las reservas de gas natural localizadas en países como Nigeria, Qatar y Argelia.¹⁴

Dicha competencia repercutió en los años más recientes en: 1) disputas sobre precios del gas natural entre países productores y consumidores; 2) conflictos intergubernamentales por el acceso a las fuentes de suministro, y 3) una paralización *de facto* del crecimiento del transporte marítimo de gas natural.

Las demandas en favor de la paridad de los precios con el crudo fueron planteadas después de la crisis petrolera de 1979-1980. Los países productores y exportadores de gas natural, encabezados por Argelia, propusieron el establecimiento de un nuevo mecanismo de fijación de precios a fin de administrar mejor los recursos disponibles, recurrir a las distintas fuentes de energía —de acuerdo con las características especiales de cada una— y

¹³ Véase "U.S. Gas Decontrol: Back on the Shelf", en *Energy Economist*, diciembre de 1981, p. 5.

¹⁴ Véase Axel Krause, "Oil Crisis Prompts Energy Firms to Scramble for Natural Gas Reserves", en *International Herald Tribune*, 28 de agosto de 1979.

ajustar la oferta a la demanda del combustible en términos comerciales más equitativos y realistas. Desde este punto de vista, la llamada crisis energética no es el resultado de la falta de una base de recursos adecuada, sino de la carencia de una estructura coherente de precios en los países consumidores. Es urgente —se dice—, elaborar una estrategia global sobre precios que desaliente el desperdicio, propicie una oferta más amplia de combustibles convencionales y asegure un uso ordenado de las distintas formas de energía de que dispone la humanidad. Para promover estos objetivos y al mismo tiempo unificar las políticas de fijación de los precios del gas, Argelia propuso crear una Organización de Países Exportadores de Gas (OPEG).

Un elemento central de la nueva estrategia consiste en hacer que, paulatinamente, los combustibles se destinen a aquellos fines en los que son insustituibles. El gas natural puede sustituirse en los usos en donde no ofrece ninguna ventaja especial, como la generación de energía, y reservarlo para los sectores en donde sí tienen ventajas claras, como el transporte, la petroquímica y los fertilizantes. Si el gas es un energético con cualidades especiales, su precio a corto plazo debe ser equivalente al de los hidrocarburos líquidos, si se usa para los mismos fines. Como a largo plazo el gas sustituirá a la electricidad, su precio deberá ser igual al costo de generación de energía en plantas nucleares o a base de carbón.

Por las grandes inversiones que suponen los proyectos de exportación del gas y los elevados costos de elaboración y transporte del GNL, el nuevo mecanismo de fijación de precios se propone otorgar incentivos a los productores para aumentar sus beneficios netos (*net-backs*) a boca de pozo. Esto significa, según productores importantes como Argelia, que el gas natural no debe competir con el combustóleo número seis, como hasta ahora, sino con otros de mayor valor, como el combustóleo número dos. A su vez, los países productores deben reconocer la inutilidad de cualquier incentivo de precios si éstos son demasiado altos; que el proceso de sustitución del gas no será rápido y que se requerirá una planeación a largo plazo y una inversión considerable. Por consiguiente, ninguna de las partes debe establecer los precios de modo unilateral; éstos deben ser el resultado de una fórmula basada en el valor de la sustitución y en un beneficio neto que asegure la competitividad del producto en los países consumidores y ofrezca al productor la posibilidad de fijar el precio de acuerdo con el valor creciente del uso final, a medida que avance el proceso de sustitución en los mercados consumidores.

Sobre estas bases, el mecanismo de fijación de precios propuesto por los productores establece que el valor del producto debe estar determinado, al momento del acuerdo, en función de su valor de sustitución, de tal forma que pueda competir con los demás combustibles. Dicho valor se debe ajustar de acuerdo con un "precio base" CIF o FOB, dependiendo del lugar de entrega al comprador. El precio base también deberá ajustarse a la alza o a la baja para reflejar cualquier cambio en el valor de los otros combus-

tibles. Esto se llevaría a cabo mediante la aplicación de una fórmula de indización que ajuste automáticamente el precio base a intervalos regulares. Dada la naturaleza de largo plazo de la transacción, el ajuste se considera necesario a fin de que ninguna de las partes resulte afectada por cambios imprevistos en las condiciones del mercado. Además, se deben separar los mercados de gas natural y GNL para evitar que los compradores se nieguen a pagar precios mayores que los que cobra el país más débil de la cadena. Argelia propone que se fije un precio para el que se exporte por gasoducto y otro para el licuado, pues se trata de productos diferentes. En el fondo se trata de jugar al duopolio en condiciones de un mercado monopolístico.

La nueva fórmula para fijar los precios contiene tres elementos que discuten compradores y vendedores. El primero es el precio base. Los países exportadores argumentan que se debe expresar sobre una base CIF; en caso de que la venta se haga a precios FOB, entonces se deben deducir los costos del transporte. Como se espera que a largo plazo los precios de la energía aumenten más rápidamente que los costos de transporte el factor de indización aplicado al valor CIF producirá un alza mayor del precio base. Si aquél se aplicara a un valor FOB, cualquier aumento de precios de los otros combustibles no se reflejaría en el precio pagado al vendedor y se generaría de nueva cuenta un diferencial negativo entre los precios del gas y los demás combustibles.

El segundo punto en discusión son los otros combustibles y los índices empleados en la fórmula de indización. Los países exportadores proponen que el combustóleo número seis, utilizado hasta ahora como referencia para fijar los precios del gas, sea sustituido por el número dos. En cuanto a los índices, señalan que deben basarse en un volumen significativo de comercio no sujeto al control gubernamental ni a la manipulación de las empresas petroleras, que alguna fuente de información de reconocido prestigio los publique en forma regular y que reflejen el carácter de uso final del combustible. Lo más práctico para estos fines sería tomar como referencia el precio del petróleo crudo, pues de este hidrocarburo se comercia un volumen muy grande en el mercado mundial y su cotización no se ve afectada por las fluctuaciones del mercado *spot*.

El tercer punto se relaciona con los combustibles de uso final; según los exportadores, el precio del gas debe revisarse siempre que cambien los precios, de tal manera que el gas tenga un precio más acorde con el uso final más alto posible, aunque durante el periodo de transición tenga valores relativamente menores. Si se utiliza el valor *net-back* más alto, el precio del GNL sería de 5.50 dólares, al que se agregarían 20 centavos de dólar por concepto de regasificación y 1.60 por transporte.¹⁵ La paridad de los pre-

¹⁵ Véase Nordine Aít-Laoussine, "Towards a New Order in Gas Pricing", en *OPEC Review*, vol. IV, núm. 2, verano de 1980, pp. 50-73.

cios del gas con los del crudo significa, en la actualidad, un precio para el primero de aproximadamente 7 dólares por millón de BTU.

Los productores de gas que encabezan la lucha por seguir la paridad de precios con el petróleo crudo han tenido poco éxito hasta ahora, tanto en el mercado europeo como en el estadounidense, aun cuando los precios del gas en muchas partes del mundo desarrollado ha aumentado en los últimos doce meses. México constituye una excepción clara puesto que fue el primero que logró indizar el precio de sus exportaciones de gas a una mezcla de crudos cuyos precios estaban determinados por la OPEP. En la época en que se llevaron a cabo las negociaciones, este logro tuvo un gran significado político. A raíz del cambio en su política energética, Estados Unidos puso trabas para aceptar la participación del GNL en la oferta interna de energía. De manera explícita, el plan energético de Carter limitó el papel del GNL importado, por estar sujeto a un abastecimiento inseguro, a altos costos y a los desastres naturales. La British Gas Corporation no estuvo dispuesta a pagar al precio demandado por los argelinos y suspendió sus compras. Por su parte, la empresa El Paso se retiró de las negociaciones con Argelia en abril de 1980 porque también consideró que el nuevo precio era inaceptable. Las negociaciones entre Argelia y Francia concluyeron en diciembre último con un acuerdo de suministro que tampoco incorporó el principio de la paridad y que tendrá repercusiones en los precios que Argelia acuerde finalmente con Italia, en el caso de los envíos por el gasoducto transmediterráneo.¹⁶ Nigeria aceptó un precio provisional que está ligado, en parte, a los de los productos petroleros, sobre todo el combustóleo, y no al crudo, y es inferior al establecido por los soviéticos para el gas siberiano que entregan a Europa Occidental. Un 80% del precio del gas soviético no está ligado al crudo sino a productos más baratos, como el gasoil y el combustóleo, y en promedio va de 4.50 a 5 dólares por millón de BTU. Solamente Japón, que es el consumidor más importante del GNL del Medio Oriente, el Sudeste de Asia y Alaska, ha aceptado que los precios del gas natural se vinculen al del petróleo crudo. Ello es así porque Japón depende por completo de las importaciones y porque su estricta legislación de protección del ambiente, lo obliga a usar gas en lugar de petróleo.

Los expertos consideran que la paridad internacional de precios del crudo no se logrará en mucho tiempo, por cuatro razones principales:

a] El gas no compite directamente con el crudo sino con dos o tres de los productos derivados más baratos: el gasoil, empleado para generar calor, y los combustóleos, que se usan en las calderas. El gas no compite con otros productos petroleros más costosos, como la gasolina.

b] Ya no se teme la aparición de una nueva crisis petrolera mundial, li-

¹⁶ La nueva empresa italiana Snam Progeth anuncio que no pagará más de 77% del precio FOB acordado por Gaz de France para el gas transmediterráneo. Véase *Energy Economist*, diciembre de 1981, p. 15.

Argumentos principales del debate sobre fijación de precios mundiales del gas natural

Exportadores

1. El costo de la inversión en un proyecto de exportación de gas es superior al del petróleo.
2. La naturaleza del sistema de contratos a largo plazo garantiza la seguridad del suministro, a diferencia del petróleo.
3. Los precios más altos alentarían el desarrollo de otros combustibles e impedirían que las escasas reservas de petróleo y gas se quemén. Ello permitiría destinar el gas a usos "nobles", como el transporte y la industria petro-química.
4. El gas ya se destina a propósitos *premium*, aprovechando sus características de limpieza y flexibilidad, así como en los sectores residencial y comercial.
5. Los beneficios netos actuales que se obtienen con el gas son muy bajos en relación con el crudo.

Importadores

1. Aunque los costos de inversiones son elevados, se cubren a lo largo del contrato.
2. La seguridad del suministro ha demostrado ser ilusoria, como lo enseñan las medidas de Irán para frenar las exportaciones a la URSS, la reducción de las ventas de Argelia a Francia y la suspensión de las exportaciones a El Paso.
3. El desarrollo de energías nuevas y no convencionales depende de muchos otros factores, además del precio de los hidrocarburos.
4. El uso actual de gas varía mucho de una región a otra y no justifica las demandas de paridad con el crudo y menos aún con el gas oil.
5. a) Algunas de las instalaciones de licuefacción para surtir a buques-tanque de GNL se están acercando a los veinte años de antigüedad y la inversión ha sido prácticamente cubierta.
 - b) Los beneficios del gas no han crecido tan rápidamente como los del crudo desde que se firmaron los primeros contratos de GNL, durante los sesenta, a precios base en o por encima de la paridad FOB con el crudo. Sin embargo, la causa fueron beneficios excesivos para el crudo más que beneficios limitados para el gas.
 - c) Incluso la fijación de precios para el gas a la paridad FOB actual con el crudo no daría los mismos beneficios que los del crudo en sí.

Cuadro 8

Resumen de la estructura de la industria de gas natural en algunos países europeos

<i>Distribuidores más importantes, por país.</i>	<i>Propiedad</i>	<i>Monopolio</i>	<i>Control gubernamental</i>	<i>Distribución e infraestructura</i>	<i>Instalaciones de GNL</i>	<i>Almacenamiento</i>	<i>Ductos para importación</i>	<i>Proyectos por realizar</i>
British Gas (Gran Bretaña)	Gubernamental tal.	Sí, pero quizá decreciente.	Fuerte.	Bien desarrollada.	Hay una en Canvey Island.	Algunas instalaciones; en rápida expansión.	Uno; del sector noruego de Frigg.	Conversión de Roughfield para almacenar gas; desarrollo del campo de gas de Morcambe y otros campos petroleros; una cuarta línea alimentadora de distribución; proyectos de GNS y LPG/aire.
Distrigas (Bélgica)	50% gubernamental/50% empresas de servicios públicos y Shell.	Sólo en importación y distribución.	Fuerte a través de la propiedad y el Comité de Control.	Bien desarrollada.	Una en construcción en Zeebrugge.	Ninguno (contrato de importación flexible con Gasunie).	Dos: de Holanda.	Planta de GNI en Zeebrugge.
Enagas (España)	Gubernamental.	No, pero opera como tal.	Fuerte.	Reducida, pero en desarrollo.	Hay un en Barcelona.	Reducido.	Ninguno.	Gasoducto en la región Barcelona-Vasca y posible pron-

Gasunie (Holanda)	50% gubernamental /25% cada una Exxon y Shell.	Sólo en importación y distribución.	Fuerte, a través de la propiedad y vinculación. Actividad política para ejercer un mayor control.	Muy extensa.	Se planea una producción en Eemshaven.	Ninguno. La producción de Groningen es muy flexible.	Ninguno.	Planta de GNL y planta de gasificación de carbón en Eemshaven. (El proyecto de GNL está pendiente).
Gas de Francia (Francia).	Gubernamental.	Sólo en importación y distribución.	Muy fuerte, a través de la propiedad.	Bastante bien desarrollada.	Hay tres, en El Havre, St. Nazaire y Fos-sur-Mer.	Tres de Emden, Groningen y URSS (MEGAL).	Tres de Emden, Groningen y URSS (MEGAL).	Mayores ampliaciones de GNL en Fos-sur-Mer.
Ruhrgas (República Federal de Alemania).	Empresas de servicio público más importantes.	No.	Ninguno.	Bien desarrollada; algunas partes están en construcción.	Se planea una en Wilhemshaven.	Cinco: dos de Holanda, dos de la URSS y uno de Ekofisk.	Cinco: dos de Holanda, dos de la URSS y uno de Ekofisk.	Planta de GNL en Wilhemshaven (pendiente).
SNAM (Italia)	Gubernamental.	No, pero posee el 97% del mercado.	Propiedad gubernamental de UNL.	Desarrollada en el norte; proyecto auspiciado por el gobierno en el sur.	Una en La Spezia.	Tres: TENP de Holanda, TAG de URSS y TransMed via Túnez/Slelly.	Tres: TENP de Holanda, TAG de URSS y TransMed via Túnez/Slelly.	Red de distribución en el sur; posible cuarta línea de Argelia a través de Túnez o más compresores en la línea Trans-Med.

gada a un aumento de los precios del crudo. En cualquier caso, se piensa que, si el precio del crudo y de los productos derivados llegara a subir, el gas podría competir con la electricidad para usos domésticos, y con el carbón en el sector industrial. Sin embargo, de no surgir una nueva crisis, sería difícil, si no imposible, que los productores mantuvieran la paridad con el crudo, aun cuando la hubieran logrado alguna vez.

c] El transporte del gas es más costoso que el del petróleo porque tiene que movilizarse a presión o a baja temperatura. Además, el transporte marítimo de gas es costoso e intensivo en energía, en tanto que el terrestre, por gasoducto, es intensivo en capital. Cuando el petróleo era barato y el gas se quemaba en la atmósfera, eran muy pocos los países que se interesaban en los proyectos de captación de gas.

d] Los aumentos de precios, resultantes de una aplicación de la paridad, podrían generar un menor volumen de ventas. Por lo tanto, los productores que la hubieran logrado obtendrían muy pocos beneficios de ella.

Los conflictos intergubernamentales por el acceso al suministro de gas natural se han manifestado en la competencia de los gobiernos de la Gran Bretaña y Noruega —y entre sus respectivas empresas de gas— por la construcción de sistemas captadores de ese combustible en el Mar del Norte. Desde el inicio de la disputa fue claro que el país que primero definiera sus condiciones lograría ventajas, tales como tarifas preferenciales de los proveedores de equipo. A final de cuentas Noruega “ganó”, en la medida en que escogió un paquete financiero y operativo más simple, que incluía un menor número de campos y empresas que el proyecto británico. La Gran Bretaña perdió la carrera porque no definió el precio del gas captado (y por lo tanto cuánto se recuperaría) y también porque el Tesoro británico temió que el Gobierno tendría que financiar el proyecto.

La controversia en torno a los precios de exportación del GNL, aunada al prolongado debate sobre la manera de distribuir los recursos de gas natural ya localizados en el Mar del Norte, determinó que en 1980, por primera vez, disminuyera el volumen del comercio mundial del GNL. Uno de los sectores más afectados por esta baja fue el de la construcción naval. En la primera mitad de 1981 sólo se entregó un nuevo buque gasero, que permanece anclado en espera de que Malasia inicie sus envíos a Japón, en 1983, cuando esté lista la planta de licuefacción. Según la apreciación más reciente de la *World Fleet Review*, el número de barcos gaseros anclados es una cuestión muy preocupante. A mediados de 1981 estaban paradas 15 embarcaciones, con una capacidad total de 1.63 millones de metros cúbicos; seis de ellas pertenecen a la flota de El Paso, que está totalmente desocupada y en venta, después de que la empresa se retiró de las negociaciones entre Argelia y Estados Unidos.¹⁷

17 “A Drop in Orders for Ships of the Future”, en *Financial Times, Survey on International Gas Industry*, 18 de diciembre de 1981, p. 14.

Perspectivas para los ochenta

De haberse mantenido sus tasas de crecimiento, el gas natural habría sido la fuente de energía de mayor expansión durante los ochenta. Sin embargo, los efectos futuros del gas en los mercados energéticos mundiales —vistos desde el lado de la demanda— ya no parecen tan seguros. Ello se debe a una serie de problemas políticos y riesgos económicos que incluyen el carácter inflexible y muy intensivo en capital de los proyectos de transporte de gas, las complicaciones políticas que surgen cuando con éstos se rebasan las fronteras nacionales, y el aplazamiento de esos proyectos, a veces por tiempo indefinido.

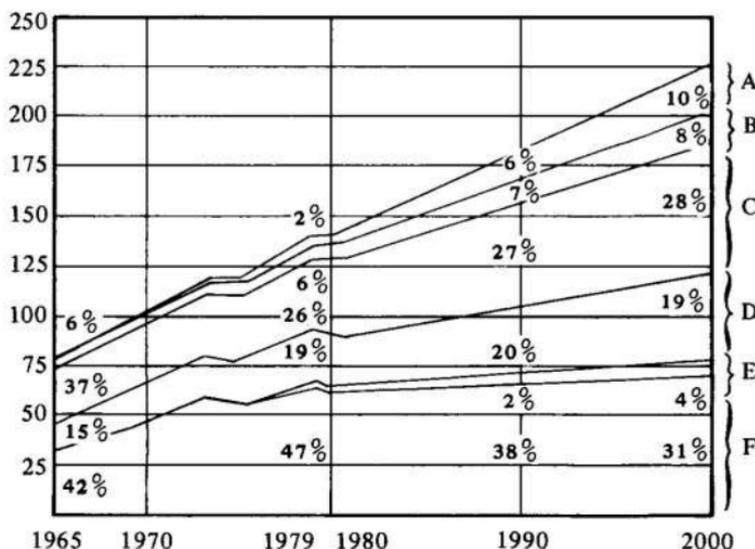
Si existen dudas entre los expertos sobre la futura contribución del gas natural a la oferta energética mundial, no es por su posible escasez o agotamiento. Ya sea que se considere el monto de reservas probadas (40% de las reservas mundiales conocidas de hidrocarburos), las potenciales (equivalentes a la base mayor posible de recursos de petróleo crudo) o a la relación entre las reservas probadas y las potenciales (31% en el caso del gas y el 60% en el del crudo), las perspectivas de que el gas aumente su contribución a la oferta de energía a largo plazo parecen mucho más prometedoras que las del crudo y, ciertamente, muy superiores a las de los productos sintéticos, los esquistos y las arenas bituminosas.

Hay consenso entre los geólogos en que aún hay posibilidades de descubrir mucho gas natural en el planeta. Este argumento se justifica en razón de: 1) la inexistente o insuficiente exploración de unas 500 cuencas sedimentarias identificadas geológicamente, tanto en tierra como en el mar, en las cuales hay grandes probabilidades de descubrir depósitos de gas natural explotables comercialmente; 2) el mejoramiento esperado de las tasas de recuperación secundaria y terciaria de las reservas, y 3) la subestimación de las reservas de gas, sobre todo las de los países miembros de la OPEP, sea porque no se han delimitado algunos depósitos importantes o porque las reservas conocidas provienen de descubrimientos "accidentales", pues la exploración gasera como tal apenas empieza a ser alentada fuera de los países no consumidores. Por el momento no hay incentivos para localizar estas reservas, sobre todo las que se localizan a grandes profundidades, porque no hay mercado para grandes cantidades de gas. La combinación de esos tres elementos permite suponer que las reservas mundiales de gas natural son del mismo orden de magnitud que las del petróleo y que en el futuro habrá mayor número de descubrimientos importantes de gas que de crudo, siempre y cuando se amplien las actividades de exploración y mejoren las técnicas de recuperación.

Sin embargo, existen razones para creer que no volverá a registrarse un crecimiento tan acelerado del consumo de gas natural como el de los últimos dos decenios. Las grandes empresas energéticas internacionales, como la Exxon, predicen que la participación del gas en el suministro energético se

Gráfica 2

Perspectivas de la oferta de energía en los países no socialistas
(Millones de barriles diarios de petróleo equivalente)



A. Nuclear.

B. Hidráulica y otras.

C. Carbón.

D. Gas.

E. Sintéticos y crudo pesado.

F. Petróleo.

Fuente: Exxon.

mantendrá invariable hasta fin de siglo. Esto significa que representará de 18 a 19 por ciento de la oferta energética mundial. Según otras proyecciones, como la hecha por la Conoco, la producción del gas natural también se mantendrá constante, de aquí al año 2000, pero la tendencia variará según las distintas regiones geográficas. La tasa media de crecimiento de la demanda será de 2.5 a 3 por ciento, comparada con la de 7.3% del periodo 1965-1973 y de 3.6% de 1973-1979. Según estas últimas estimaciones, en el periodo 1980-2000, la oferta de energía proveniente del gas natural aumentará en 12 millones de barriles de petróleo equivalente al día (mbped).¹⁸ La producción de gas no convencional no hará una contribución significativa antes de 1990.

Ahora que los productores más importantes del gas natural han tomado el control de sus propios recursos, se prevé una disminución importante del desperdicio, lo que aumentará el uso productivo del gas. Esto no significa que habrá más gas en los mercados energéticos mundiales, sino más bien lo contrario. A medida que aumente la utilización del gas natural, los produc-

¹⁸ Véase Conoco, *World Energy Outlook Through 2000*, enero de 1982.

Cuadro 9

Tasas anuales promedio de crecimiento de la demanda mundial de gas

	1965-1973	1973-1979	1979-2000
Estados Unidos	4.4	-1.8	-0.9
Europa	27.8	7.3	2.4
Japón	16.2	31.1	5.6
Otros	9.9	8.5	6.0
Economías centralmente planificadas	8.2	8.9	3.9
Total	7.3	3.6	2.7

Fuente: EXXON.

tores estarán más obligados a proteger sus intereses a largo plazo y podrán aplicar límites a sus exportaciones.

Las proyecciones sobre oferta y demanda de gas en los países industrializados (excluidas la URSS y Europa Oriental) muestran que su producción se mantendrá entre 5.5 y 5.6 mmbep al año hasta 1990, debido a que se espera una disminución en la producción de Estados Unidos y un crecimiento modesto de la del Mar del Norte. No obstante la liberación del precio del gas en 1985, tal como se establece en la *Natural Gas Policy Act*, la producción en los 48 estados de la Unión tenderá a bajar. Durante los ochenta el consumo también disminuirá en forma leve y el incremento de la oferta provendrá: 1) del gas sintético obtenido a partir del carbón; 2) del suministro de Alaska, y 3) de las importaciones. En Europa Occidental, la producción interna ha llegado a su punto más alto y registrará una disminución marginal en los próximos años, sobre todo por razones de conservación. Es

Cuadro 10

Destino de los envíos de GNL en el próximo decenio¹
(miles de millones de pies cúbicos diarios)

	1980	1985		1990	
		Probable	Posible	Probable	Posible
Estados Unidos		2 350	2 850	3 300	4 550
Japón	2 310	4 080	4 080	5 020	5 770
Europa Occidental	895	1 825	1 825	2 575	3 075
Total	3 205	8 255	8 756	10 895	13 395

¹ Excluidos los comercios suspendidos en 1980, que se supone se reiniciarán en los pronósticos para 1985 y 1990.

Fuente: Ocean Phoenix Gas Transport, B. V.

probable que cubra 70% de las necesidades totales para fin del decenio, comparado con 85% en la actualidad y sólo 50% en el año 2000. Este deterioro explica el interés de Europa Occidental por asegurar los contratos de gas con la URSS. La opción era comprar el gas ahora o correr el riesgo de competir ferozmente en el futuro por el gas del Medio Oriente y de África.¹⁹ Para mediados de los ochenta, las importaciones de Europa Occidental estarán entre 180 y 215 millones de metros cúbicos diarios, la mayor parte constituido por GNL de Argelia. Por el momento, hay siete proyectos de importación pendientes entre distintos países europeos, que deberán resolverse en breve.

Una parte del déficit entre producción y consumo en Europa Occidental se cubrirá gracias al gas del Mar del Norte. En septiembre de 1981 se anunció que las principales empresas petroleras harían sus propios arreglos para bombear el gas localizado mar adentro y con tal fin instalarían cerca de 600 millas de ductos, para recoger la misma cantidad de gas que el proyecto integrado propuesto por los ingleses, pero a un costo más económico, porque el sistema se construirá en función de los requerimientos de transporte. El sistema de Noruega, que habrá de completarse para 1986, aportará cerca de 7 000 millones de metros cúbicos de gas al año a la red de distribución del continente.

Japón, aparte de cantidades pequeñas provenientes de Alaska, el Golfo Pérsico e Indonesia, realizará importaciones crecientes de la plataforma noroccidental de Australia, con la posible incorporación de nuevas fuentes en Qatar, Colombia Británica (Canadá) y las islas Sajalín (soviéticas) al norte de Japón. Del GNL que Japón importe en 1985, 75% se usará para la generación de energía, 25% para usos domésticos y el resto para la fabricación de acero. A diferencia de Europa Occidental y Estados Unidos, en Japón los precios del GNL se mantendrán a la par con los del petróleo crudo, criterio que seguramente se aplicará también en Taiwan y Corea del Sur.

En los próximos 10 a 20 años una parte considerable del crecimiento de la producción de gas natural convencional se dará en los países en vía de desarrollo, donde los recursos y la utilización del gas han sido ahora investiga-

¹⁹ A pesar de las críticas estadounidenses el gasoducto entre la URSS y Europa Occidental, hay consenso general sobre las ventajas del acuerdo: 1) reducirá la dependencia del petróleo de la OPEP; 2) la URSS es el único proveedor que vende gas en las cantidades requeridas por los europeos, dado que la Gran Bretaña y Noruega están reduciendo las ventas; 3) para fines de los ochenta, el gas soviético seguirá representando una mínima parte de la oferta energética mundial, es decir, un promedio de 2% del consumo total de energía; 4) cualquier posible vulnerabilidad será compensada por una ampliación de los inventarios estratégicos; 5) representa la posibilidad de establecer un acuerdo excelente, según el cual la URSS necesita más las monedas duras de lo que Europa necesita el gas; 6) por último, la construcción del gasoducto constituirá una fuente importante de empleo. Véase Paul Lewis, "Gas Pipeline is Producing Lots of Steam Among Allies", en *The New York Times*, 14 de febrero de 1982.

dos y desarrollados de modo insuficiente. La demanda local de los países miembros de la OPEP se cuadruplicará en 1985, para llegar a 220 000 millones de metros cúbicos (mmc), pero el aumento de la producción comercial será todavía mayor en términos proporcionales, ya que se multiplicará por seis, llegando a 340 000 mmc y dejando un excedente para exportación de 120 000 mmc. Se prevé que los países en desarrollo no miembros de la OPEP aumenten su demanda a 122 000 mmc para 1985, en comparación con un nivel de producción proyectado de 182 000 mmc, lo que dejaría 60 000 mmc para exportación.²⁰ Empero, podrían surgir problemas para utilizar esta cantidad adicional, a menos que los países que cuenten con un gran mercado interno (como Argelia, Indonesia, Malasia y Nigeria) aumenten muy considerablemente su consumo de gas licuado de petróleo y GNL, sobre todo en el sector de transporte.

En los próximos años, las empresas gaseras deberán basar una gran parte de su expansión en la búsqueda de nuevos mercados y en el desplazamiento de otros combustibles.²¹ El crecimiento de los mercados *preferentes* del gas variará notablemente de un país a otro. Los que son grandes usuarios de gas natural y cuentan con un amplio sistema de distribución afrontarán opciones que implican costos económicos y políticos considerables. Podrán ampliar el uso del gas natural en la calefacción doméstica, la generación de energía y la industria, aunque a un costo creciente cuando los precios en los mercados nacionales se ajusten al alza.²² En ciertos países, la disponibilidad de gas podría llegar a eliminar la necesidad de energía nuclear.²³ En otros, una mayor utilización del gas implica una mayor dependencia de

20 V.A. Ovcharenko, "Natural Gas Prospects in Developing Countries and the Role of LNG Transportation", UNITAR/CF7/V/2, p. 4.

21 Las grandes empresas petroleras se han asegurado un lugar privilegiado en el comercio de GNL, aunque por lo general tienen una participación minoritaria en los proyectos. De acuerdo con las cifras más recientes, constituyen una parte importante de la inversión extranjera en el comercio de GNL en el caso de productores potenciales de cierta magnitud, como Qatar, Nigeria, Malasia, Indonesia y Abu Dhabi. Véase Peter F. Cowhey, "Las compañías petroleras internacionales y el futuro del sistema energético mundial". *Cuadernos sobre Prospectiva Energética*. El Colegio de México, México.

22 Como consecuencia de la liberación gradual del precio del gas natural en Estados Unidos, muchos usuarios importantes, tales como las industrias del automóvil, del cemento, textil y otras, habrán de instrumentar medidas para aumentar la eficiencia energética, y consideran incluso la posibilidad de sustituir el carbón para mantener la competitividad con los productores extranjeros. Véase Steve Mufson, "As Controls are Eased, Industrial Users Brace for Rises in Gas Prices", en *The Wall Street Journal*, 12 de febrero de 1982.

23 Dinamarca es un caso ilustrativo, ya que no tiene carbón ni hidroelectricidad y, sin embargo, analiza la posibilidad de posponer indefinidamente la construcción de cinco plantas nucleares y sustituirlas con la instalación de un sistema nacional de transporte de gas natural. Véase UNITAR, "The Outlook for Natural Gas" en *Project for the Future*, p. 5.

Fuentes de abastecimiento de los importadores de GNL en 1990¹
(miles de millones de pies cúbicos diarios)

Países proveedores	Importadores			
	Exportaciones totales	Estados Unidos	Japón	Europa Occidental
Abu Dhabi	0.360	—	0.360	—
Argelia	3.050	1.570	—	1.480
Libia	0.345	—	—	0.345
Qatar	0.750	—	0.750	—
<i>Total OPAEP</i>	4.505	1.570	1.110	1.825
Indonesia	2.540	0.580	1.960	—
Nigeria	1.500	0.750	—	0.750
<i>Total otros OPEP</i>	4.040	1.330	1.960	0.750
Trinidad	0.500	0.500	—	—
Camerún	1.000	0.500	—	0.500
Estados Unidos (Alaska)	0.540	0.400	0.140	—
Canadá (Ártico)	0.250	0.250	—	—
Brunei	0.750	—	0.750	—
Malasia	0.870	—	0.870	—
Australia	0.940	—	0.940	—
<i>Total no OPEP</i>	4.850	1.650	2.700	0.500
<i>Totales</i>	13.395	4.550	5.770	3.075

¹ Incluye proyectos probables y posibles.

Fuente: *Oil and Gas Journal*, 21 de julio de 1980.

Cuadro 12

Perspectivas de la oferta energética mundial al año 2000
(millones de barriles diarios y porcentajes)

	1975		1985		1990		Tasa media anual de crecimiento (%)	
	Volumen	%	Volumen	%	Volumen	%	1985/1975	1990/1985
Petróleo	46.0	53.2	64.2 ± 2	50.9	70.0 ± 3	47.6	3.4	1.8
Otras fuentes	40.5	46.8	62.0 ± 3	49.1	77.0 ± 4	52.4	4.3	4.4
Gas natural	16.0	18.5	20.5 ± 1	16.3	23.5 ± 2	16.0	2.5	2.8
Carbón	16.5	19.1	22.0 ± 1	17.4	28.5 ± 2	19.4	2.9	5.3
Hidroelectricidad	6.3	7.3	9.0 ± 0.5	7.1	10.5 ± 1	7.1	3.6	3.2
Energía nuclear	1.7	1.9	9.5 ± 1	7.5	12.0 ± 2	8.2	19.0	4.8
Combustibles sintéticos y otros	—	—	1.0 ± 0.5	0.8	2.5 ± 0.5	1.7	—	20.0
<i>Total</i>	86.5	100.0	126.2 ± 4	100.0	147.0 ± 5	100.0	3.8	3.1

Fuente: Toshiaki Ushijima, Mitsubishi Oil Co., Tokio, 1978.

las importaciones. Los costos y riesgos de importar gas deberán compararse con los que representa importar carbón y con las grandes inversiones de capital necesarias para convertirlo en gas sintético, así como con el daño ambiental proveniente de este proceso. Grandes países productores, como los de la OPEP, deberán comparar las ventajas de utilizar el gas como combustible o como insumo en la industria petroquímica con las ventajas de exportarlo en forma de gas natural licuado.

Lograr un mayor aprovechamiento del gas natural se ha vuelto mucho más atractivo para los países en vía de desarrollo. El gas natural, sobre todo el asociado, es una de las opciones energéticas más baratas para aquellos que tienen un amplio mercado de combustibles. Sin embargo, con excepción de los que lo emplean para generar energía eléctrica y para usos industriales, dicho aprovechamiento es reducido en la gran mayoría de los países en vía de desarrollo, porque debe transportarse por gasoductos y no existen mercados suficientemente grandes y concentrados para justificar la construcción de plantas de tratamiento y gasoductos que las alimenten. Muchos países en desarrollo tienen plantas industriales con un alto consumo de combustibles pero esas instalaciones están dispersas. Además, varios de ellos no necesitan calefacción. En ocasiones hay que desarrollar el mercado al mismo tiempo que la infraestructura de transporte y los costos suelen aumentar mucho cuando se recurre al gas asociado de los campos petroleros, que debe captarse en fuentes muy dispersas, tratarse y comprimirse antes de distribuirlo. Por último, a los precios actuales del petróleo, el gas compite con el combustóleo y la hidroelectricidad, siempre y cuando se disponga de los medios financieros para construir la infraestructura. Así, no son raros los casos de países que cuentan con campos inexplorados de gas y que realizan importaciones crecientes del petróleo.

En general, el gas tendrá un amplio mercado en países que no dispongan de fuentes energéticas competitivas. Empero, en aquellos que tienen petróleo y carbón el gas podrá competir siempre y cuando los precios sean realistas y haya una infraestructura gasera que no existe en la actualidad en muchos países en desarrollo y muchos países europeos. Además del precio, el otro factor decisivo del desarrollo del gas será la existencia de un mercado para absorberlo, sobre todo en los casos de formas muy intensivas en capital (gas en el mar o grandes profundidades). Si las inversiones necesarias para hacer exploraciones de gas no se recuperan en una fecha cercana mediante las ventas, habrá dificultades para conseguir fondos de inversión, porque los países que exploten los recursos de gas no tendrán ingresos externos para pagar sus préstamos.

Hace apenas dos años las perspectivas del comercio mundial de GNL, con Japón a la cabeza de la demanda potencial futura, parecían muy favorables. Se consideraba que, de materializarse todos los proyectos de exportación, dicho comercio podría duplicarse para 1985 y triplicarse para 1990. Ahora

las proyecciones son mucho más modestas. Una estimación razonable sobre la amplitud del comercio mundial de GNL incluirá sólo: a) los proyectos que están en marcha; b) los que se consideran seguros o que ya están en construcción, y c) los acuerdos ya firmados y que sólo están pendientes de aprobación final: Malasia-Japón, Argelia-Panhandle, Argelia-Distrigaz y Argelia-Gaz de France III se consideran como firmes; Nigeria-Europa Occidental, Australia-Japón, Indonesia-Estados Unidos y el proyecto piloto del Ártico están muy avanzados. En conjunto, estos proyectos aumentarán el comercio internacional en 11 billones 133 000 millones de pies cúbicos diarios (excluido el comercio de la costa de Alaska). La cifra puede ser alta ya que incluye los tres contratos que se vencerán durante los ochenta y que se supone habrán de renovarse; también se supone que el proyecto piloto del Ártico se realizará de acuerdo con lo previsto y que cada proyecto alcanzará los volúmenes máximos de exportación.

Los expertos predicen que durante los ochenta los precios de exportación aumentarán más lentamente que en el pasado. También consideran que irán desapareciendo muchas de las anomalías que persisten en el proceso de fijación de los precios en los mercados internos (en Gran Bretaña son más altos que en la mayoría de los países del continente, mientras que en Holanda se sigue vendiendo el gas a precios relativamente bajos). Asimismo, cobrarán fuerza las propuestas en favor de una mayor participación de los consumidores en los proyectos de GNL, en vista de que se requieren grandes inversiones y tecnologías avanzadas. En los países en desarrollo el aumento de la producción y el consumo de gas asociado depende del establecimiento de acuerdos de cooperación tecnológica a largo plazo con los países importadores desarrollados, en materia de mano de obra calificada, capital y tecnología.

Los muchos imponderables y el alto riesgo financiero ligado al transporte marítimo de GNL hacen que el panorama futuro de esta actividad sea bastante incierto. En 1980 había 57 buques gaseros en servicio, con una capacidad total de 5.38 millones de metros cúbicos. En ese mismo año estaban en construcción 14 barcos, con una capacidad total de 1.74 mmc, y la mitad de ellos se entregó al año siguiente; en 1982 se entregará sólo un gasero de gran tamaño, cinco en 1983 y uno en 1984.²⁴

Por lo que toca a los progresos tecnológicos, vale la pena mencionar el proceso de gasificación —desarrollado a partir de la tecnología de Lurgi— considerado como el más viable para la obtención de gas natural sintético. El programa para desarrollar esta tecnología está financiado en 40% por la CEE y el resto por Lurgi y estará listo en 1983. Es posible que durante los ochenta se inicie la búsqueda de metano a profundidades de 12 000 a 20 000 pies, como una manera de resolver el problema del suministro de gas natural a largo plazo. El tercer tipo de avance tecnológico que vale la

²⁴ "A Drop in Orders for Ships of the Future", *op. cit.*

pena mencionar es el plan para llevar GNL desde el Artico (donde se están haciendo notables descubrimientos) hasta Europa, por medio de buques tanque impulsados con energía nuclear. La empresa que elabora el proyecto es la misma que construyó el submarino nuclear Trident y gaseros convencionales.

Conclusiones

Es posible suponer que el gas natural seguirá siendo explotado, distribuido y utilizado a un ritmo cada vez más rápido, aunque la tasa de incremento pudiera ser más lenta que la registrada hace pocos años, debido a la desaparición de la escasez petrolera global que caracterizó los setenta. Las razones del papel creciente del gas natural como fuente energética primaria son relativamente sencillas: a) las reservas conocidas y probables de gas, tanto asociado como no asociado, resultaron mucho mayores que las esperadas; b) los altos costos de capital que implica la construcción de la infraestructura para el transporte internacional del gas a grandes distancias y las complicaciones políticas de transportarlo por gasoductos que cruzan distintos territorios nacionales, no eliminan la competitividad del gas natural frente al crudo, a los precios actuales del mercado; c) los ajustes tecnológicos que se requieren para pasar del crudo al gas en muchos usos industriales y de otro tipo son costosos, pero no son complicados desde un punto de vista técnico, y el costo de oportunidad de quemar el gas en la atmósfera, sobre todo en los países en desarrollo, es cercano a cero.

Aunque el propósito de este trabajo no fue examinar cuestiones tecnológicas, comerciales e institucionales muy complejas, cuyo análisis podría dar alguna idea general sobre la posible tasa de sustitución entre los distintos productos petroleros por el gas natural en diferentes mercados, así como el grado de competencia entre el gas y combustibles sólidos como el carbón, y aunque la cuestión de la gasificación de este último se dejó de lado no por falta de información, sino por falta de conocimiento técnico de los autores, es posible derivar algunas conclusiones preliminares:

Primera. Con toda probabilidad tenderá a aumentar la competencia entre el crudo y sus productos, de un lado, y el gas natural, de otro, para la generación de electricidad, la calefacción y otros usos industriales, sobre todo como materia prima para la industria petroquímica.

Segunda. En algunas regiones industrializadas, dependientes casi por completo del crudo importado, tales como Europa (Occidental y Oriental) y Japón, la participación relativa del gas en las mezclas energéticas primarias aumentará posiblemente más que en otras partes.

Tercera. En los países en vía de desarrollo exportadores de petróleo seguirá disminuyendo con cierta rapidez el desperdicio de gas, lo que

liberará una cantidad creciente de ese recurso energético, primero para usos industriales internos y posteriormente para exportarlo.

Cuarta. En los llamados nuevos países en vía de desarrollo productores de petróleo, sobre todo en América Latina, los acontecimientos mencionados en el punto anterior tendrán un efecto profundo en la disponibilidad futura de recursos energéticos totales, incluso mayor que en los países exportadores tradicionales. Se supone que la construcción paralela de la infraestructura para una explotación razonable del petróleo crudo y el gas natural ofrece la posibilidad de limitar la inversión y obtener economías de escala considerables.

Quinta. Aunque la futura fijación de los precios del gas natural para exportación estará íntimamente ligada a los precios actuales del crudo, es improbable que los exportadores de gas más importantes alcancen la meta de la paridad. La historia y el resultado de las prolongadas negociaciones sobre ese tema entre la Unión Soviética y Europa Occidental apuntan claramente en esa dirección.

COMENTARISTAS

Adrián Lajous

Después de la presentación del panorama global del presente y el futuro del gas natural, quisiera comentar sobre el papel del gas natural en el desarrollo industrial de México.

El gas natural desempeña un papel clave en el balance energético nacional de México. En 1980 representó un quinto de la producción nacional de energía y la misma proporción del consumo final. Lo absorben el propio sector petrolero y las industrias que concentran su consumo. En 1981, Pemex consumió 1 200 millones de pies cúbicos diarios (mpcd) y vendió a la industria aproximadamente 1 000 mpcd. Casi 45% del consumo final de energía que realiza la industria es de gas natural. La importancia de este hidrocarburo trasciende su valor calorífico. Puesto que es muy difícil sustituirlo como fuente energética en una gama muy amplia de procesos, constituye una materia prima básica para muchas ramas estratégicas de la industria mexicana.

En los últimos años, se comprobó que el funcionamiento del sistema de gas natural resultó mucho más flexible de lo previsto originalmente. Por el lado de la demanda, el consumo interno logró absorber todo el gas disponible. Durante el período 1977-1981, el consumo propio de Pemex aumentó a una tasa anual de 20% y el del sector industrial a una de 10%, a pesar de las graves restricciones del suministro en 1981. Un posible aumento del suministro a la Comisión Federal de Electricidad, de 1 000 mpcd, puede absorberse con un corto aviso previo, puesto que la mayor parte de las grandes unidades generadoras de electricidad está equipada con quemadores duales. Es claro que, dado el precio interno actual del gas, el volumen demandado es muy superior a la oferta disponible. Por el lado de la oferta, la flexibilidad proviene, en primer lugar, de la discrecionalidad de la pro-

ducción que permiten los yacimientos no asociados. En segundo lugar, en el sur del país es posible ajustar la producción del gas asociado a determinado monto de extracción de crudo, debido a las grandes diferencias en la relación gas/petróleo entre los diversos yacimientos terrestres y entre éstos y los marinos de la Bahía de Campeche. La variación del origen geográfico del crudo producido puede afectar significativamente el volumen de gas asociado que se obtenga. Por último, el tamaño de la red nacional de distribución de gas, que vincula a las regiones productoras de gas con los grandes centros consumidores, otorga al sistema una gran flexibilidad adicional.

Tanto en el país como en el exterior, se han modificado de manera radical las opiniones sobre el monto de los excedentes exportables y sobre el papel que debería desempeñar el gas natural en el desarrollo industrial. Al principio se pensaba que una considerable exportación de gas era la única opción para evitar la quema en la atmósfera en gran escala; hoy hemos llegado a pensar que debe darse prioridad al consumo interno, y que las exportaciones sólo pueden ocupar una posición marginal. Más recientemente, hemos comprobado que es físicamente imposible aumentar las exportaciones de gas en 1982 y 1983 sin interferir con el monto y los patrones del consumo interno.

La enorme quema de gas natural que ha tenido lugar en México es resultado de la falta de coordinación en el programa de inversiones de Pemex para expandir las instalaciones petroleras y los sistemas de recolección, procesamiento y transporte de gas. El rezago entre los programas de producción de petróleo y las instalaciones de gas natural refleja la gran prioridad que se otorgó al rápido aumento de las exportaciones de crudo. También refleja cierta falta de interés de Pemex en las ventas internas de gas, ocasionada por el bajísimo nivel de precios vigente, que en algunas regiones llega a ser inferior al costo del transporte del gas. Además, la expansión de los diferentes segmentos del sistema de gas se hizo de una manera desequilibrada, por lo cual aparecieron graves cuellos de botella. Por otra parte, no es nada fácil coordinar programas de inversiones en una situación de expansión rápida. La producción de los yacimientos marinos de crudo en el Golfo de Campeche, que hoy es de 1.4 millones de barriles diarios, comenzó a fines de 1979. En tales circunstancias, no es poca cosa la coordinación de los programas de expansión del crudo y el gas.

Me referiré ahora brevemente a las reservas de gas natural de México. A fines de 1981, las reservas probadas eran de 75 billones de pies cúbicos, equivalentes a 21% de las reservas totales de hidrocarburos. Se estima que la relación reservas/producción es de unos 51 años. Las reservas de gas natural de México sólo son superadas, en la actualidad, por las de la Unión Soviética, Irán, Estados Unidos, Argelia, Arabia Saudita y Canadá. En 1981, las reservas probadas aumentaron 10.8 billones de pies cúbicos, alrededor de 17%. Este incremento tuvo lugar principalmente en los yacimientos marinos del Golfo de Campeche.

De 1977 a 1981 la producción bruta de gas natural se duplicó, hasta llegar a 14 000 mpcd de los cuales las tres cuartas partes son de gas asociado. Todo el incremento de la producción de gas asociado proviene de los campos de Reforma, en Chiapas, donde los recientes aumentos de la producción se deben a una mayor relación gas/crudo; en cambio, el aumento en el Golfo de Campeche obedece a un incremento de la producción. En el futuro inmediato, a medida que aumenten los esfuerzos por explotar yacimientos de crudo liviano, la producción de gas asociado aumentará a una tasa mayor que la de petróleo. Habrá que tener mucho cuidado para que esto no se traduzca en un incremento de la quema de gas en la atmósfera. También tendremos que ser muy cuidadosos al evaluar las ventajas de explotar yacimientos con una relación gas/crudo muy elevada.

En los últimos años, la capacidad de producción de gas asociado en Ciudad Pemex ha desempeñado un papel clave en la regulación de la oferta total. En 1975 esta región produjo 730 mpcd; en 1979 la cifra se había reducido a 125 mpcd y en 1981 aumentó a 500 mpcd. Por otro lado, la producción de gas no asociado en el norte del país continuó declinando. Los campos de Reynosa, cerca de la frontera con Estados Unidos, han logrado mantener sus niveles productivos, pero los promisorios campos de Sabinas, también cercanos a esa frontera, han decaído.

El año pasado, la producción neta de gas natural aumentó 3%, es decir, mucho menos que la producción bruta, debido a que todo el gas producido en el Golfo de Campeche se quemó. En junio de 1981 alcanzamos la quema máxima de gas. El monto total del gas quemado, 800 mpcd, equivalía a 19% de la producción bruta total de gas y a 25% de la de gas asociado. En todo 1981 se quemaron en promedio 650 mpcd. Si se excluye el Golfo de Campeche, se ha logrado un notable mejoramiento en los niveles absolutos y relativos de quema de gas en el sur del país, de 440 mpcd en 1976 a 120 mpcd el año pasado, es decir, de 53% a 5% de la producción de gas asociado en yacimientos terrestres. En los últimos tiempos se ha otorgado la mayor prioridad a la eliminación de la quema de gas en los campos marinos del Golfo de Campeche. Ya está en su lugar el sistema de recolección de gas; al disponer de un gasoducto de 36 pulgadas que llega a las instalaciones procesadoras en tierra, el gas fluye hacia la costa desde diciembre de 1981. También funcionan ya tres compresores de 100 mpcd y el año próximo se agregarán cuatro módulos más. Esto le permitirá a Pemex suprimir por completo la quema de gas en el yacimiento supergigante de Cantarell a fines de 1982, así como en los otros campos marítimos productores que hoy están en exploración (Akatun, Pool y Ku).

La disponibilidad total de gas natural en México, tanto para consumo interno como para exportación, aumentó en los últimos cinco años a una tasa anual de 16%. En ese período, el mismo Pemex fue el principal consumidor nacional, y el más dinámico. Como su consumo aumentó casi 20% anual, ahora absorbe 40% de la producción neta total del país. Parte

del incremento obedece al creciente uso del gas como insumo de la industria petroquímica básica, pero Pemex también lo utiliza como combustible. Aun procesos muy intensivos en gas, como la producción de amoníaco (que en México requiere de 275 mpcd), emplean el hidrocarburo en buena medida como combustible. Dado el monto y los patrones del consumo actual de Pemex, sería posible lograr un significativo ahorro de gas natural mediante sencillas medidas de sustitución. Todo progreso en ese sentido permitiría el simultáneo incremento de los excedentes exportables y la reducción de la demanda de combustóleo. Pemex saldría ganando desde el punto de vista financiero y México incrementaría sus ingresos de divisas, que tanto necesita. En los últimos cinco años, el consumo de gas en la industria ha crecido a una tasa anual promedio de 10%. De 1977 a 1980 comenzó la sustitución del combustóleo por gas natural; en este período, de crecimiento industrial muy rápido, el consumo de combustóleo disminuyó en valor absoluto. En 1981 se hizo evidente la reversión de este proceso. El consumo de combustóleo en la industria aumentó 6.8% y el de gas natural sólo 2.7%.

En 1981 se exportaron a Estados Unidos 288 mpcd de gas natural. Durante el segundo semestre de ese año, Pemex y un consorcio estadounidense analizaron la posibilidad de duplicar el volumen actual de las exportaciones contratadas en 1982. Empero, se concluyó que en el corto plazo no es viable el aumento de las exportaciones por razones técnicas. El gasoducto hacia el norte ya está totalmente saturado, dada la actual capacidad de compresión, y las ocho nuevas grandes estaciones compresoras no comenzarán a operar sino a fines de 1982. Además, como hemos mencionado, hay una restricción de largo plazo en la capacidad de procesamiento. Para 1984 están programadas dos plantas criogénicas adicionales de 500 mpcd. Estas restricciones de la oferta limitan seriamente la posibilidad de aumentar nuestro excedente exportable de gas. En el corto y mediano plazo sólo hay una opción: reducir el consumo interno mediante esfuerzos de sustitución, al principio en Pemex pero después también en otras industrias nacionalizadas que disponen de instalaciones quemadoras duales. Después habría que extender tales esfuerzos al resto del sector industrial. Por supuesto, ello presupone un cambio drástico de los precios internos del gas natural y el combustóleo pesado. Las condiciones económicas actuales limitan la viabilidad de tal decisión.

En 1981, el precio interno del gas natural para usos industriales aumentó automáticamente a una tasa de 2.5% mensual, lo que equivale a un aumento anual de 34.5%, 4.5% más que el incremento del índice de precios al consumidor en el mismo año. Este pequeño incremento del precio real no alcanza a contrarrestar un largo período anterior de deterioro del mismo. De 1973 a 1981 el precio interno real disminuyó 33%. Desde diciembre de 1981 el precio de exportación era casi diez veces superior al interno. Dada la reciente devaluación del peso [el autor se refiere a la del 18 de febre-

ro de 1982; N. del T.J. El precio interno se ha reducido a 31 centavos de dólar.

El precio teórico de exportación del gas mexicano es de 4.84 dólares por millón de unidades térmicas británicas (BTU), el mismo que el del gas proveniente de Canadá. No obstante, la aplicación de la fórmula contractual de fijación de precio lo hace disminuir a sólo 4.64 dólares. El precio actual de exportación equivale al precio spot del combustóleo núm. 6 en el puerto de Nueva York, y es 1.80 dólares inferior al del combustóleo núm. 2. Para México, este precio es algo mayor que el de nuestro crudo Maya y más de 1.50 dólares superior al precio de exportación del combustóleo pesado con alto contenido de azufre. Estas comparaciones de precios indican que un aumento de las exportaciones de gas, si sustituyen a las de combustóleo o crudo pesado, generarían un ingreso adicional de divisas; empero, es evidente que el aumento de la exportación de gas implica mucho más que estas simples comparaciones.

Mirando hacia el futuro, calculo que las exportaciones mexicanas de gas podrían duplicarse en 1983, siempre que se reduzca el consumo interno y se aumente el de combustóleo. Las exportaciones mexicanas de combustóleo podrían reducirse a la mitad en 1984 y 1985, cuando entren en funcionamiento las unidades térmicas de conversión adicionales. A su vez, esto permitiría a nuestro sistema de refinación aumentar su procesamiento de crudo pesado de los yacimientos marítimos, y nos evitaría tener que afrontar los problemas de un mercado residual decreciente para el petróleo en el hemisferio occidental.

Pierre Leprince

Para comentar el trabajo presentado por Miguel S. Wionczek y Marcela Serrato, quiero presentar un punto de vista sobre una posible sustitución específica de productos de petróleo por gas natural.

Pienso que el gas natural, como fuente de metanol, ofrecerá la competencia más dura como sustituto del combustible para automóviles. Aunque este tema se ha analizado en varias ponencias, me parece conveniente agregar otra opinión acerca de este problema concreto, que puede llegar a tener una gran importancia para Europa.

El metanol es un compuesto que puede producirse en grandes cantidades a partir del gas natural, no sólo para su empleo en la industria química sino también como un excelente combustible para automotores (mezclado con gasolina); también se lo podría utilizar puro en ciertos tipos nuevos de motores de gran eficiencia. Otra posibilidad es convertirlo en hidrocarburo, mediante un nuevo proceso desarrollado por la Mobil Oil. En la actualidad están en etapa de estudio diversos proyectos para encontrar un sustituto de la gasolina, que emplean dos métodos tecnológicos diferentes. Por ejemplo, recientemente Nueva Zelandia decidió construir una planta de gas natural con la tecnología de la Mobil Oil. Suecia, Estados Unidos, Alemania Occidental y Francia tienen en marcha programas de desarrollo para emplear el metanol en mezclas con gasolina.

Veamos algunos comentarios acerca de los aspectos económicos del tema de la sustitución. Todos sabemos, sin duda, que la posibilidad de sustituir la gasolina por gas natural es un hecho desde el punto de vista técnico. Desde el económico, empero, la conversión de gas natural en metanol o en gasolina resulta todavía muy cara, debido a la enorme inversión de capital que requiere el procesamiento y transporte a grandes distan-

cias del gas natural licuado, comparada con los costos de los productos del petróleo elaborados por las refinerías tradicionales. El metanol podrá ser competitivo, desde el punto de vista económico, cuando se lo pueda emplear en motores especiales de gran eficiencia energética en aquellas zonas donde abunde el gas natural, o cuando se logren tecnologías para transportar el gas a gran distancia con bajo costo.

Pienso que el metanol, y quizá también la gasolina del tipo Mobil Oil, son una nueva solución, que podrían generar el ingreso del gas natural al sector de transportes, hoy dominado por los productos del petróleo. Esta nueva clase de competencia entre el gas natural y el crudo podría convertirse en realidad alrededor de 1990.

Jesús Puente Leyva

México constituye uno de los principales ejemplos de la negociación internacional del precio del gas natural sobre la base de otros productos petroleros (como el crudo y los residuales). Fue el primer país que inició negociaciones en este campo. En realidad, los planteamientos sobre el tema fueron, al principio, marginales, y comenzaron por razones casi políticas, para retomar negociaciones anteriores con Estados Unidos que habían llegado a un callejón sin salida.

La ponencia de Miguel S. Wionczek y Marcela Serrato plantea numerosos puntos para el análisis del gas natural, su presencia y sus efectos en el mercado energético mundial, tanto ahora como en el futuro. Quizá porque el tema no me es muy familiar, ese trabajo me aclaró sin duda algunos puntos, aunque también me plantea más preguntas que respuestas acerca de los problemas actuales. En la ponencia hay una aparente contradicción. Por un lado, Wionczek y Serrato nos dicen que las condiciones del mercado de gas natural no son muy promisorias; por otro, afirman a la vez que la industria mundial del gas natural ha sobrepasado ya su infancia y alcanzado en verdad la madurez a comienzos del decenio actual. Quizá podamos conciliar ambas afirmaciones si suponemos que la madurez se alcanzó en el momento menos apropiado.

Esta afirmación puede resultar demasiado categórica, si tenemos presente que en la ponencia también se señala la dificultad de responder esta pregunta: ¿cuál es el grado de permamencia de la desaceleración de la producción y el consumo mundiales de gas natural que se registró de 1973 a 1980? Esta cuestión se vincula con la gran inversión y la baja rentabilidad de los proyectos de licuefacción, y con los costos crecientes del transporte por gasoducto, sobre todo en las grandes distancias señaladas en la ponencia.

cia. Los autores señalan que el proceso de negociación internacional para la construcción de una red mundial de gasoductos es el cambio más significativo ocurrido en el mercado del gas natural en los dos últimos años. También se refieren varias veces al hecho de que las dificultades que obstruyeron dichas negociaciones son comparables a las que ocurrieron en las discusiones sobre el precio de las exportaciones de gas natural licuado, dados los altos costos de todos los métodos de licuefacción, transporte y regasificación en los puntos de consumo.

Según los autores, un elemento central de la estrategia de negociación de precios radica en canalizar gradualmente los diferentes combustibles hacia aquellos usos finales en los que no son sustituibles. El gas natural puede sustituirse en los sectores en que otros combustibles son igualmente satisfactorios, y se lo debe emplear donde presenta ventajas obvias: transporte, industria petroquímica, fertilizantes.

En el mercado mundial, los principales obstáculos a la incorporación en gran escala del gas natural a la esfera energética se plantean en el lado de la demanda, en tanto que la mayor potencialidad para que ello ocurra (en términos estrictamente cuantitativos) radica en la oferta. No obstante, estas restricciones de la demanda (los costos políticos y financieros, además de las negociaciones técnicas y de precios) son obstáculos difíciles de superar, sea cual fuere la magnitud de los recursos de gas hoy disponibles.

Las posibilidades de que se incremente la contribución del gas a la oferta energética mundial en el largo plazo son mucho más prometedoras si se supone, como lo hacen los autores, que el mayor aumento del consumo en los próximos diez a veinte años ocurrirá en los países subdesarrollados. Dados los obstáculos que se oponen a su incorporación en gran escala al mercado internacional, las posibilidades del gas se vinculan, sobre todo y antes que nada, a su consumo en los propios países productores de petróleo. Estos países tendrán que comparar, por un lado, las ventajas de consumir su gas y, por el otro, los costos en que tendrán que incurrir en el corto plazo, sea cual fuere su monto, al verse obligados a quemar en la atmósfera el gas que no consuman. En el caso de México, las opciones eran muy claras; no se trataba de quemar o exportar, sino de quemar, exportar o consumir en el mercado interno. Parecería que México eligió la opción más ventajosa.

La conclusión principal de Wionczek y Serrato puede expresarse así: a pesar de la abundancia del gas natural en el mundo, su explotación comercial presenta numerosas dificultades, sobre todo si cae el precio del petróleo y sus productos, o si el precio real de éstos no aumenta. En mi opinión, la posibilidad de que el gas natural obtenga una buena proporción del mercado energético internacional disminuirá aún más de lo que puede hacer pensar la ponencia en discusión.

Otra conclusión, no menos importante, vinculada con las mejores y crecientes oportunidades que tendrán los países exportadores de petróleo para

explotar su gas natural, especialmente el asociado, se refiere a las repercusiones favorables en la oferta internacional de energía de ese aprovechamiento, puesto que aumentará el volumen de crudo y residuales disponible para el comercio internacional, por lo cual se incrementarán los ingresos de divisas de los países exportadores de crudo.

IV

LA SUSTITUCIÓN DEL PETRÓLEO POR HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES

LA SUSTITUCIÓN DEL PETRÓLEO POR HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES

Joseph Barnea

Esta ponencia, como cualquier otra que intente evaluar (directa o indirectamente) posibles acontecimientos futuros, debe apoyarse en ciertos supuestos. En nuestro caso, las hipótesis son las siguientes:

1. El precio del petróleo convencional no caerá mucho en los años ochenta.

2. En el caso de este producto no habrá grandes avances tecnológicos o descubrimientos geológicos que pudiesen conducir a una gran expansión de la producción de crudo liviano o a una aguda caída de los costos.

3. Es posible que ocurran avances tecnológicos importantes en los demás hidrocarburos.

4. Las políticas gubernamentales de fijación de precios e impuestos pueden tener un efecto significativo en la producción de cada país, así como los subsidios y el establecimiento de impuestos preferenciales.

Como consecuencia de tales hipótesis, podemos emprender nuestro análisis sobre las siguientes bases: 1) se mantendrá un precio mínimo del petróleo convencional, y 2) no habrá un aumento significativo en la producción de este crudo. Estos supuestos admiten el crecimiento de la producción de algunos hidrocarburos no convencionales en el decenio en curso; este caso se analiza más adelante.

En nuestro estudio consideraremos el crudo pesado y el proveniente de arenas bituminosas, los esquistos bituminosos, el etanol y el alcohol para propulsión motriz, varios tipos de gas y el crudo sintético obtenido a partir de carbón, lignito y turba. Se incluye el metanol, aunque no es un recurso natural sino un producto que puede obtenerse de otros hidrocarburos. Hemos omitido considerar el hidrógeno, aunque desempeña un papel importante en la industria petrolera, sobre todo en la refinación del crudo convencional y en el mejoramiento y refinación del pesado y de las arenas

bituminosas. También se lo requiere para obtener crudo sintético a partir del carbón.

Antes de abordar la cuestión más concreta de la sustitución, debemos hacer una breve reseña de cada recurso: su disponibilidad, estructura de costos y tasa de desarrollo, en la medida en que se la puede estimar con cierta confiabilidad. En términos muy generales, la sustitución puede dividirse en tres categorías principales: la de crudo por crudo, la de productos finales por productos finales, y la de sistemas antiguos por sistemas nuevos.

El crudo pesado y las arenas bituminosas

Es probable que, para la sustitución del petróleo líquido, la categoría más importante sea la constituida por el crudo pesado y el obtenido de arenas bituminosas. En efecto, algunas teorías sobre el origen de estos recursos los describen como petróleo convencional biodegradado. Con la información disponible hoy en día, es indudable que el crudo pesado y el de arenas bituminosas existen en cantidades mucho mayores que el convencional... y todavía estamos en las etapas iniciales de exploración. Las empresas, y a veces incluso los gobiernos, mantienen en secreto buena parte de la información, por lo que estamos muy lejos de tener un panorama completo. No obstante, el orden de magnitud del crudo en sitio, pesado y de arenas bituminosas, puede estimarse hoy en diez billones de barriles (10^{12}). Las mayores reservas conocidas están en Venezuela y Canadá (Alberta y Saskatchewan), y las hay muy grandes en la Unión Soviética, así como volúmenes significativos en Europa y Africa Occidental y en otros países como, por ejemplo, México y algunos del Medio Oriente. Sin embargo, y de acuerdo con el estado actual de los conocimientos, su distribución geográfica es muy diferente a la del crudo convencional. De los recursos conocidos, los depósitos en los países de la OPEP son comparativamente pequeños (Venezuela constituye la gran excepción), y los más grandes que se conocen están en América del Norte y del Sur.

Hay otras diferencias importantes entre el crudo convencional, por un lado, y el pesado y las arenas bituminosas por otro. Los costos de *exploración* de estos últimos son muy bajos, porque sólo se exploran por ahora las zonas en las que ya se tiene información previa, ya sea por descubrimientos accidentales, por la exploración en busca de petróleo convencional o por indicadores superficiales. Empero, la *producción* es muy cara, comparativamente, porque el crudo pesado tiene una consistencia melosa y no se lo puede bombear, a menos que se emplee el vapor u otros medios de calentar el crudo subterráneo para que se expanda y admita el bombeo. Una vez llevado a la superficie, el crudo pesado debe mezclarse con el liviano, para poder bombearlo por un oleoducto, o se debe elevar su grado de calidad hasta el de un crudo bombeable.

En el primer caso, el de la mezcla con crudo liviano, la disponibilidad local de éste determinará el monto de producción del pesado. Esto se hace hoy en día en muchos países. Nigeria, por ejemplo, produce más de 60 000 barriles diarios de crudo pesado que mezcla con liviano. La mezcla evita grandes inversiones en plantas de mejoramiento, pero también limita la producción.

Los costos de producción del crudo pesado y el de arenas bituminosas oscilan en un espectro muy amplio. La calidad varía de manera considerable. Por ejemplo, en el caso de las arenas se suele admitir que si el contenido de crudo en peso es inferior a 5% no resulta económica su extracción en condiciones normales; si ese contenido es superior a 12% se le considera un material excelente que, en las condiciones y supuestos actuales, permite una producción rentable.

También el clima tiene un efecto significativo en la producción de estos crudos. Los dos proyectos de crudo sintético de Alberta del Norte, que pueden producir unos 200 000 barriles diarios trabajando a plena capacidad, resultan rentables (con ese monto de producción) aun operando en el invierno extremadamente crudo, a pesar de que éste es un factor importante del costo. Si el yacimiento de Athabasca que está en explotación estuviese en una zona templada, el costo de producción de ambos proyectos sería mucho más bajo. Los depósitos de crudo pesado de la Cuenca del Orinoco, en Venezuela, tienen una temperatura mucho mayor que los de Alberta, y gozan de otras ventajas; estimamos que se los puede explotar a un costo inferior a 5 dólares por barril. En general, el costo de producir un barril de crudo pesado es de 5 a 10 dólares; el aumento de grado puede agregar de 3 a 5 dólares, de modo que el crudo mejorado puede tener un costo máximo de 15 dólares por barril. Hoy en día, los pequeños productores de crudo pesado en la región de Bakersfield, California, lo venden a un precio que varía de 22 a 24 dólares por barril a las grandes empresas que disponen de oleoductos calentados y de refinerías para procesarlo; como se ve, el precio deja un amplio margen para los productores.

No se dispone de estadísticas precisas sobre la producción de estos combustibles; se estima que la de crudo pesado ya llega de unos 3 a 4 millones de barriles diarios. En la mayoría de los países este dato se incluye en la producción de petróleo.

En realidad, la producción de crudo pesado y arenas bituminosas está absorbiendo parte del mercado del crudo liviano o se incorpora al funcionamiento del sector, puesto que, una vez mejorado o mezclado, el producto no se distingue del petróleo convencional. Se lo usa del mismo modo que éste en las mismas refinerías y los productos finales son idénticos.

No está claro si este proceso implica una sustitución del crudo convencional o liviano o si se trata de una expansión de nuestros recursos petroleros. En todo caso, la explotación del crudo pesado y las arenas bituminosas es una industria en expansión, en la cual la gran investigación

que se lleva a cabo promete una futura disminución de los costos y no es arriesgado suponer un aumento de la producción. Es difícil pronosticar la tasa de crecimiento, debido a ciertos factores políticos en los principales países productores. En Canadá todavía se está negociando el precio de largo plazo y las tasas impositivas correspondientes. En Venezuela, aún no está clara la política para la Cuenca del Orinoco, puesto que el país no dispone de los cuantiosos fondos necesarios para construir las imprescindibles plantas de mejoramiento y refinerías, y se resiste a admitir el ingreso de capitales privados. Entre las opciones que se consideran está la de exportar el crudo pesado sin procesar, de diversas formas. Una de las ideas propuestas es la de emplear barcazas calentadas en el río Orinoco. Una vez llenas, las barcazas se cargarían en un buque madre, que transportaría el crudo, sin procesar pero calentado, a los diversos mercados de todo el mundo.

A pesar de estos elementos de incertidumbre, se puede suponer con bastante seguridad que la producción de crudo pesado y arenas bituminosas aumentará de 5 a 10 por ciento anual, y quizá más. Por ejemplo, se están realizando trabajos para producir petróleo pesado en zonas marinas, aunque las empresas que lo hacen se muestran todavía renuentes a proporcionar información al respecto.

Es claro que estos productos son atractivos y rentables a los precios que hemos supuesto. Una caída aguda del precio del crudo convencional, a 15 dólares por barril o menos, los afectaría en muchos países y conduciría a disminuir la producción y las inversiones. Sin embargo, nuestras hipótesis excluyen esta posibilidad.

Está en marcha un vasto esfuerzo de investigación acerca de la producción del crudo pesado y las arenas bituminosas, como se demostró en la reciente Conferencia de la Unitar sobre este tema, que se llevó a cabo en Caracas en febrero de 1982. Estimo que en los próximos años se aplicarán a esta industria varios adelantos técnicos, entre los cuales están los siguientes:

- El uso de espuma combinada con vapor, para bloquear las partes del yacimiento que no necesitan exponerse al vapor; éste se concentraría así en las partes donde es necesario, lo cual permitiría un gran aumento de la producción.

- El empleo de bacterias para reducir la viscosidad del crudo pesado subterráneo y las arenas bituminosas. En la actualidad, muchas empresas se dedican a investigar esta posibilidad, cuya aplicación práctica seguramente tardará pocos años.

- Para el crudo pesado que está a más de novecientos metros de profundidad, se empleará un generador de vapor de gran profundidad que hará viable la explotación de estos yacimientos.

Estas y otras tecnologías nuevas aumentarán el espectro del crudo pesado explotable y contribuirán a reducir su costo. Esa es la razón por la cual (junto con otras) suponemos que en los próximos diez o quince años disminuirá el costo real de producir estos combustibles.

Los esquistos bituminosos

Muchos países disponen de cantidades muy grandes de esquistos bituminosos. En el pasado se extraía combustible de ellos en Escocia, Suecia y otras naciones. Hoy se lo emplea en gran escala en la Unión Soviética, como combustible de baja calidad para estaciones generadoras de energía.

Los esquistos tienen un contenido combustible llamado kerógeno. Para separarlo de la roca se requiere una temperatura muy alta, a diferencia del crudo pesado y las arenas bituminosas, que se separan con temperaturas de 80 a 130 grados centígrados. Para la licuefacción del kerógeno se requieren de 500 a 600 centígrados. Por consiguiente, en este caso son mucho mayores las necesidades energéticas. En la actualidad están en desarrollo diversas tecnologías, que pueden clasificarse en tres categorías: extracción superficial, combustión in situ y operación in situ modificada.

La extracción superficial tiene la ventaja de producir buena parte del combustible de la roca, pero exige minería, molienda y después extracción del kerógeno mediante calor. En la operación in situ, se quema el esquisto subterráneo; el fuego licúa parte del kerógeno, que entonces se deposita en el fondo de la mina como un residuo. Este proceso elimina los procesos de minería y molienda, pero consume parte del kerógeno al quemarlo. Por otra parte, es difícil quemar directamente el esquisto subterráneo, por lo que se ha creado un proceso in situ modificado, en el cual se extrae por minería parte del esquisto, lo que forma cavidades subterráneas alrededor de las cuales se pueden fracturar los esquistos con explosivos, para después quemarlos ahí mismo.

Como ocurre en cualquier otro recurso natural, los esquistos bituminosos presentan una variedad muy grande de calidades. Hoy en día se afirma que un esquisto con menos de 10 galones de kerógeno por tonelada de material es antieconómico; a igualdad de otros factores, cuanto mayor sea el contenido de kerógeno más atractivo será el esquisto para la explotación comercial. Es probable que los primeros recursos que se exploten sean los esquistos con más de 30 galones por tonelada, y los que tengan menor contenido tendrán que esperar la aparición de mejores tecnologías. El Proyecto Colony de Esquistos Bituminosos de la Exxon y la Tosco empleará un material con 34.7 galones de kerógeno por tonelada.

Es difícil evaluar el costo de producción de este combustible, y prácticamente no se han publicado datos oficiales. Las estimaciones varían de 20 a 50 dólares por barril. Un análisis más detallado de los grandes proyectos hoy en preparación, sobre todo en Estados Unidos, indica que una parte significativa de la inversión fija se destina a los costos de infraestructura: caminos, pueblos, suministro de agua, drenajes, escuelas, etc. No obstante, ocurrió lo mismo con los primeros grandes proyectos de arenas bituminosas, como los del norte de Alberta; este hecho tiene un aspecto positivo en el largo plazo: la segunda etapa de la producción ya no soportará la carga de

esta inversión en infraestructura y podrá llevarse a cabo con gastos mucho menores, lo que probablemente redunde en costos más bajos. Es decir, que los proyectos de explotación de esquistos bituminosos tienen distintas etapas, de las cuales la primera es la más costosa.

La reciente debilidad de los precios mundiales del petróleo, y el cambio de política adoptado por el actual gobierno de Estados Unidos, que redujo el apoyo a la producción de crudo sintético, llevó a algunos grupos a enlentecer su desarrollo en espera de mejores precios. No obstante, algunos proyectos continúan, ya sea porque estaban demasiado adelantados para que se pudieran interrumpir, ya porque se realizaban en condiciones tan favorables que conservaban buenas perspectivas aun a precios más bajos. Así, Union Oil sigue trabajando con esquistos; su primer proyecto, de 10 000 b/d, entrará en operación el año próximo. Se cree que esta empresa ha vendido por adelantado, a buenos precios, una gran parte de su producción. Exxon y Tosco mantienen un proyecto conjunto de unos 50 000 b/d que entrará en producción en 1985. La segunda obtuvo un préstamo de apoyo del gobierno de más de 1 000 millones de dólares, y logró vender su amortización de equipos fijos a otras empresas con ingresos suficientes para aprovecharla en sus deducciones impositivas. Tosco también anunció que el combustible que producirá es de tan alta calidad que podrá venderlo a 2 dólares más por barril que el crudo liviano.

Hay otros proyectos en distintas etapas de desarrollo. Algunos combinan la extracción de kerógeno con la de ciertos minerales. La composición mineral de los esquistos bituminosos no es uniforme. Por ejemplo, el alto contenido de uranio que tiene en Suecia ha levantado oposición política a su explotación.

La producción en pequeña escala puede exigir una inversión mucho menor que la de gran escala y buena parte del equipo puede remplazarse con mano de obra. Esta posibilidad puede ser atractiva para los países en desarrollo. Parece que en Estados Unidos hay un pequeño productor de crudo a partir de esquistos en pequeña escala, que obtiene buenos resultados económicos.

Dada la situación mundial, la explotación de esquistos bituminosos podría llegar a alcanzar de 200 000 a 400 000 barriles diarios a fines del decenio de los ochenta. Un fuerte aumento del precio en 1984 a 1985, a más de 50 dólares por barril, podría ocasionar la expansión de esta producción, que también se está desarrollando en Rumania, Turquía, Australia, Tailandia, China, Marruecos, Birmania, Zaire e Israel. Asimismo Brasil tiene en marcha un sistema propio de procesamiento.

En el pasado hubo varios intentos de explotar los esquistos en gran escala, pero cada vez que la industria estuvo a punto de comenzar las operaciones bajaron los precios del petróleo y las inversiones se pospusieron. Las grandes inversiones requeridas hacen que la explotación en gran escala sea muy sensible tanto a los precios del crudo como a las tasas de interés. Si

aumentan los primeros y éstas disminuyen, el desarrollo de los esquistos progresará; en caso contrario se hará más lento.

Son muchas las investigaciones que están en curso con respecto a este producto, que pueden conducir a una reducción de su costo. Dos proyectos especialmente interesantes son el empleo de vapor a alta presión para extraer el kerógeno subterráneo y la preselección de los esquistos extraídos para separar el material con contenido bajo e impedir su entrada a las retortas. Este método reduciría la inversión en retortas y el costo del crudo obtenido, pero también hace disminuir la cantidad total extraída por unidad de material. Si tienen éxito, éstas y otras actividades pueden generar una disminución del costo del combustible de esquistos.

Crudo sintético a partir de carbón, lignito y turba

Técnicamente es posible convertir el carbón, el lignito o la turba en petróleo y gas, como hizo Hitler durante la segunda guerra mundial. Se ha mejorado el antiguo proceso Lurgi y se han inventado otros nuevos. Las materias primas abundan en muchos países industrializados, de modo que no es previsible que lleguen a escasear. No obstante, las inversiones requeridas para la conversión del carbón son muy altas, así como los costos, por lo cual no es previsible que este proceso resulte significativo durante los próximos diez años. En Estados Unidos, dada la actual política del gobierno, se han cancelado muchos proyectos propuestos, como el de la Exxon para la conversión de lignito. No obstante, algunos proyectos siguen su curso, especialmente en Alemania y Japón; hay, además, una gran instalación en funcionamiento en Sudáfrica. Es muy difícil estimar los volúmenes de crudo y gas que se producirán a partir del carbón durante el decenio de los ochenta. En la situación actual, toda producción de crudo o gas a partir de carbón parece antieconómica. Las inversiones que se sigan realizando, aun en escala reducida, deben considerarse orientadas hacia el desarrollo tecnológico y son, más bien, una medida de seguridad a largo plazo, más que un esfuerzo sistemático de crear una nueva fuente de esos productos.

Metanol

El metanol no es un recurso natural, sino un producto útil que se puede emplear como combustible en estaciones generadoras de electricidad y en automóviles; es probable que se pueda llegar a usarlo en otros equipos de transporte, tractores incluidos. Se lo puede producir a partir del gas natural, el carbón, los desechos de carbón y cualquier otro material parecido. Por supuesto, el punto crucial es el precio relativo del metanol con respecto a la gasolina, que es, a su vez, función del costo de la materia prima. Si ésta es barata, puede obtenerse metanol a un precio bastante bueno. El gobierno

de Nueva Zelanda construye actualmente, junto con la Mobil Oil, una enorme planta para la conversión de gas natural en metanol, y para convertir después este producto en gasolina mediante un proceso propiedad de la misma empresa. En mis cálculos, basados en datos pertinentes, llegué a la conclusión de que el precio resultante de la gasolina es bastante bajo porque el gas sólo cuesta en este caso 1 dólar por mil pies cúbicos. Si hubiese que emplear gas más caro la conversión sería antieconómica. Nueva Zelanda ha descubierto grandes yacimientos de gas pero no de crudo, que debe importar. Por consiguiente, la conversión del gas en gasolina tiene sentido debido a las condiciones locales específicas. En Estados Unidos están en marcha procesos de conversión de desechos de carbón en metanol; la Ford anunció que a fines de 1982 presentaría el primer automóvil impulsado con metanol en ese país. También se ha probado el empleo del metanol en estaciones motrices y generadoras de electricidad. Hoy en día no está claro en qué medida el metanol estará disponible para competir con la gasolina, así como con el combustóleo y el gas en las plantas generadoras; es probable que eso dependa de las condiciones locales en cada caso. Sin embargo, puede preverse que el metanol logrará gradualmente un mercado, y que el precio futuro del petróleo determinará la tasa de crecimiento de su explotación.

Etanol

El etanol se obtiene a partir de recursos renovables, y tiene cierto atractivo para los agricultores y personas preocupadas por la futura disponibilidad de petróleo. Durante la segunda guerra mundial se lo produjo en varios países, por lo cual se dispone de experiencia. No obstante, en el pasado las oscilaciones de los precios agrícolas liquidaron a la producción de etanol cada vez que aumentaban los precios de los alimentos. Sin embargo, los esfuerzos realizados en los diez últimos años son sin duda mucho más serios que los intentos anteriores; se ha logrado un nivel técnico mucho más alto y en algunos países se ha obtenido un apoyo mucho más efectivo.

El país más adelantado en este campo es Brasil. Tiene la ventaja poco común de disponer de grandes superficies de buena tierra agrícola y, por consiguiente, de bajos costos de producción de azúcar y otros cultivos. Este país, que ha experimentado con el etanol desde 1930, comenzó su actual programa nacional de alcohol en 1975; ha logrado combinar la destilación de alcohol en gran escala con la producción en gran escala de automóviles que lo emplean como combustible. El apoyo gubernamental a la producción de estos automóviles es muy importante, tanto por su monto como por la habilidad con que se maneja. En septiembre de 1981, el combustible de etanol (96%, con 4% de agua) se vendía en las gasolineras al precio oficial de 1.74 dólares por galón, frente a los 2.74 dólares que costa-

ba la gasolina normal. la diferencia es significativa, aun considerando que el consumo de etanol en volumen es 20% superior al de la gasolina.

Además, el impuesto anual a la tenencia de vehículos impulsados a alcohol es de 3% del valor del vehículo, y de 7% en los impulsados a gasolina. Para la compra de un auto nuevo, pueden obtenerse plazos de 36 meses en el primer caso y de sólo 12 en el segundo. El pago inicial mínimo es, respectivamente, de 20 y de 30 por ciento. Por último, las estaciones que venden gasolina cierran todos los días a las 20 horas y no abren los sábados, domingos y feriados; en cambio, las que despachan etanol sí trabajan los sábados. Con estas medidas, y otras parecidas que favorecen a los propietarios de automóviles a alcohol, Brasil ha apoyado la comercialización de este combustible, con señalado éxito.

La producción en gran escala de los automóviles de alcohol comenzó en 1979 y continuó hasta mediados de 1981. Empero, en ese momento resultó claro para el gobierno que el gran aumento del consumo de alcohol no disminuía, realmente, la necesidad de importar crudo, puesto que no caía la demanda de otros productos petroleros. Generaba, sin embargo, grandes problemas para las refinerías, que debían reprogramar sus actividades. Por tal razón, el gobierno brasileño intenta hoy alcanzar un desarrollo más equilibrado, haciendo más lenta la producción de automóviles a alcohol y estableciendo nuevos programas para remplazar el combustible diesel por otro obtenido de materias primas agrícolas. Dada la respuesta positiva que se obtuvo ante la comercialización del etanol y los autos que lo emplean, ahora se apoya la instalación de destilerías y actividades vinculadas.

El ejemplo de Brasil demuestra que una política hábil, en condiciones agrícolas favorables, puede impulsar el desarrollo del alcohol para sustituir productos petroleros convencionales. Brasil ha logrado otra ventaja en este campo: se ha convertido en el líder tecnológico mundial en equipos impulsados a alcohol (automóviles, tractores, etc.), y está llevando a cabo trabajos para emplearlo en la industria aeronáutica. Sin embargo, hay dos elementos de duda que subsisten. Primero, si en el futuro hubiese un aumento muy agudo de los precios agrícolas, ¿seguiría siendo posible la producción de alcohol de ese origen en gran escala? Segundo: si en Brasil se llegasen a descubrir yacimientos importantes de petróleo, ¿podría mantener el alcohol su gran participación en el mercado? Es indudable, sin embargo, que este país goza de condiciones excepcionalmente favorables para producir y comercializar internamente este producto, y que hay pocos países que puedan lograrlo en la misma escala.

En Estados Unidos, el llamado programa de gasohol, que también tiene algunos beneficios impositivos, está desapareciendo gradualmente por dos razones: es cada vez menor el temor de no disponer de petróleo en el futuro, y los precios de la gasolina están disminuyendo. En otros países ha ocurrido algo similar.

A diferencia de lo que ocurre con la explotación en gran escala, está en curso un proceso de desarrollo en pequeña escala que, según mi opinión, parece tener mejores perspectivas de largo plazo. Se trata de la producción de etanol por agricultores que emplean sus desechos o sus excedentes para consumirlo en sus propios equipos. Esta actividad combina las funciones del productor con las del consumidor, con lo cual se eliminan los costos de transporte, comercialización y otros. Este proceso se está extendiendo, lenta pero seguramente, entre los agricultores de Estados Unidos y de otros países. El estado de California otorga asistencia técnica al agricultor que desee aplicarlo, y las posibilidades me parecen muy favorables. Estos agricultores trabajan con extensiones de tierra muy considerables y cultivan muchos productos, algunos de los cuales generan desechos cuantiosos cuya eliminación es muy costosa. Además, el subproducto de la destilación puede emplearse en la propia granja. Por consiguiente, el proceso parece muy útil para empresas de mediano y gran tamaño. El único problema que subsiste es la fluctuación estacional de la disponibilidad de desechos o excedentes. Algunos agricultores tratan de superarlo con unidades destiladoras móviles, que manejan en conjunto, trasladándolas de una granja a otra según la disponibilidad de desechos o excedentes. Otros muchos sostienen, en cambio, que su propia producción de alcohol y los subproductos de la destilación (alimento para ganado) les resulta rentable aunque sólo trabajen dos o tres meses al año.

Estamos hoy en las etapas iniciales de un sistema integrado de producción agrícola y energética, en el cual el etanol puede emplearse no sólo para impulsar equipo agrícola sino también bombas de riego y, donde sea necesario, equipo de refrigeración y plantas generadoras. Llegar a las etapas siguientes llevará tiempo y exigirá capital para convertir la maquinaria o adquirirla nueva; quizá también sea necesario equilibrar los programas de producción agrícola para satisfacer las necesidades de alcohol de la granja.

Por consiguiente, en el largo plazo hay que suponer que la producción de alcohol agrícola aumentará lenta pero firmemente en muchos países; es probable que la producción en gran escala con fines comerciales se restrinja a los países que aúnen una gran capacidad agrícola con la disposición del gobierno a otorgar subsidios y a apoyar de diversas formas la producción de etanol en gran escala.

Gas natural

Puesto que otras ponencias se refieren en detalle al gas natural, aquí lo consideraremos con brevedad. Debemos tomar conciencia de que se trata de un recurso muy extendido. Hoy se conocen catorce tipos de gas natural, y pueden descubrirse otros en el futuro. El costo de estos recursos varía mucho. Es obvio que los que están muy cerca de la superficie pueden pro-

ducirse a costos mucho más bajos que los muy profundos, digamos a 5 000 o 6 000 metros, o aun más. También nos estamos dando cuenta de que los recursos a gran profundidad son muy vastos.

Las grandes diferencias de precio no sólo se presentan entre los distintos recursos de gas natural; también hay variaciones muy amplias entre los diversos países y, en los de gran superficie, entre regiones de un mismo país. Esto se debe a los altos costos de su transporte y a sus limitadas posibilidades de comercialización en muchos países. Por consiguientes, es difícil pensar que algún día se establezca un precio de mercado internacional uniforme, es decir, un precio que rigiese en los mercados internos de la mayoría de los países.

Empero, el gas es un hidrocarburo sumamente importante desde el punto de vista de la sustitución. Puede remplazar al petróleo en todas sus aplicaciones calóricas, incluidas la combustión para generar energía, el calor industrial, la calefacción doméstica, etc. Comprimido, puede sustituir a la gasolina para automóviles, campo éste en el que se están realizando considerables esfuerzos y logrando avances. También se lo puede convertir en metanol, que tiene diversos usos y, a su vez, puede transformarse en gasolina.

Los condensados del gas natural también desempeñan un papel significativo. El propano puede obtenerse a precios mucho más bajos que la gasolina, y en muchos países sufre impuestos menores que ésta; por eso hoy en día la está remplazando en parte del mercado de automóviles y camiones. Otros condensados son importantes en las refinerías y la industria petroquímica. Por consiguiente, el gas tiene un papel crucial en el proceso de sustitución y, en ciertas circunstancias, puede resultar un competidor eficaz del petróleo y sus productos.

Sistemas híbridos

Hay varios sistemas energéticos en distintas etapas de prueba, desarrollo y, en algunos casos, de aplicación, que tendrán un efecto directo o indirecto en el consumo del petróleo convencional. Algunos pueden remplazar la electricidad producida mediante combustóleo; otros pueden sustituir a la gasolina y otros todavía pueden competir combustible diesel. Entre tales sistemas mencionaremos brevemente a la calefacción municipal (por distritos); este método, que se está extendiendo sobre todo en Europa, compite con el combustóleo y en ciertos casos con el gas. Hay en marcha trabajos para lograr el empleo de mezclas de carbón y petróleo con diversos propósitos. Cada día se mejora más la celda solar; sin duda llegará a conquistar parte del mercado de generación eléctrica. El empleo de la bomba de calor avanza de modo continuo en el sur de Estados Unidos y en otros países. En el campo de los automóviles y camiones, están en curso varios proyectos de largo plazo de vehículos eléctricos, cuya aplicación en gran escala está

a la espera de que se logren baterías mucho mejores que las actuales. Los progresos en ese sentido son continuos. Como ya mencioné, son cada vez más los camiones y automóviles impulsados por propano; algunos están equipados para consumir indistintamente propano o gasolina, según la disponibilidad. En Canadá, el gobierno otorga subsidios para la instalación de sistemas de propano en automóviles. En el futuro, estos sistemas híbridos y otros similares competirán en el mercado; los que resulten económicamente atractivos y confiables conquistarán una parte. En este proceso, el apoyo gubernamental puede desempeñar un papel e influir en la competencia. En la etapa actual es imposible predecir la participación de cada uno de estos sistemas ni su futuro económico. Todos ellos implican, por lo menos en cierta medida, tecnologías nuevas; todos lucharán por lograr una parte del mercado de los países industrializados, y tendrán que lograrla en algunos de ellos, cuando menos, antes de difundirse en las naciones en vía de desarrollo (entre éstas, y a tales efectos, consideramos industrializadas a las más grandes y tecnológicamente avanzadas, como Brasil, Argentina, la India y algunas otras).

Sustitución

Como norma, la sustitución de un producto del petróleo por otro sólo ocurre si se cumplen tres condiciones: 1) hay disponibilidad del nuevo recurso o producto; 2) la sustitución es económicamente atractiva; 3) hay capacidad tecnológica y financiera para la sustitución. Por consiguiente, la sustitución será por lo general más fácil y rápida en los países industrializados, que satisfacen las tres condiciones. En realidad, en los últimos años la sustitución ha ocurrido casi exclusivamente en estos países; incluso en éstos, ha sido más lenta en las regiones que requerían de grandes inversiones de capital para llevarla a cabo.

La sustitución puede ocurrir por la acción del mercado o puede inducirse y apoyarse mediante la acción gubernamental, como lo enseña el ejemplo de Brasil. En el primer caso, los cambios en las condiciones del mercado pueden modificar un proceso de sustitución; la historia del desarrollo energético en los últimos cincuenta años está llena de ejemplos de sustituciones y cambios en las sustituciones. En los años cincuenta, el caso de la Phillips, que mantuvo bajo el precio del gas natural en Estados Unidos, condujo a que éste sustituyera al carbón en la generación de electricidad y, en cierta medida, también en la industria. Al aumentar el precio del gas en los años setenta, el carbón comenzó a recuperar parte de su mercado anterior. Cuando sólo depende de las fuerzas del mercado, la sustitución es por lo general un proceso lento. Debido a las tres condiciones señaladas, las pautas de sustitución serán distintas para cada país, dependiendo sobre todo de sus recursos respectivos y la disponibilidad de cada uno.

Entre los recursos analizados en este trabajo, la primera categoría de sustitución posible es la del crudo convencional por el obtenido en otras fuentes: crudo pesado, arenas y esquistos bituminosos, crudo sintético.

En la categoría de sustitución de productos por productos, tenemos tres subdivisiones. La primera es el cambio de combustibles para el transporte por gasolina obtenida del crudo pesado, de arenas y esquistos bituminosos, del crudo sintético, y el alcohol, propano, metanol y gasolina obtenidos del gas natural. El propano y el alcohol exigen algunas modificaciones del automóvil; también puede ser útil comparar el automóvil a gasolina con los impulsados con alcohol, butano, gas comprimido, metanol y con el automóvil eléctrico. La segunda subdivisión abarca a los combustibles para obtener calor; el combustóleo podría remplazarse con gas natural y por combustóleos obtenidos a partir de las fuentes no convencionales de petróleo. La tercera subdivisión comprende la sustitución de sistemas antiguos por nuevos, como la celda solar y la bomba de calor para generar electricidad en lugar del combustóleo, y la calefacción municipal en remplazo de las calderas individuales del mismo hidrocarburo.

Además, se han comenzado a desarrollar sistemas híbridos, como los automóviles que combinan sistemas de gasolina y butano, las mezclas de carbón y petróleo que sustituyen al combustóleo y diversos métodos que hoy están en etapas de investigación y experimentación.

En términos generales, en la actualidad no hay posibilidades de sustituir al combustible empleado en el transporte aéreo y son pocas las que se presentan en el combustible para camiones.

Epílogo

Cuando se escribió este trabajo, los precios del petróleo estaban cayendo de manera desorganizada y las opiniones acerca de todos los temas vinculados con la energía se modificaban a gran velocidad. Sin embargo, el autor cree que eso sólo es índice de un proceso de normalización, que define como el restablecimiento de la competencia entre las diversas fuentes energéticas. En última instancia, en la determinación de los precios y la producción predominará el mercado, aunque las políticas de los estados influirán en cada país y tendrán un efecto limitado en escala mundial. Creo que la normalización conducirá a que se amortigüen las fluctuaciones de los precios. En definitiva, pienso que el precio mundial del crudo liviano se estabilizará alrededor de los 30 dólares por barril y que aumentará con lentitud durante los próximos diez años. La normalización echará abajo algunas de las opciones de sustitución más costosas y, en cierta medida, reforzará el mercado del petróleo. Sólo el futuro podrá confirmar si este análisis es correcto.

COMENTARISTAS

Jaime Corredor

En su ponencia, Joseph Barnea prevé cierto crecimiento de la producción de hidrocarburos no convencionales en los años ochenta, si se cumplen cuatro hipótesis: 1) el precio del petróleo no disminuirá significativamente en ese lapso; 2) no habrá un avance tecnológico importante que produzca un gran incremento en los descubrimientos de crudo convencional; 3) pueden ocurrir avances tecnológicos significativos en el campo de los hidrocarburos no convencionales, y 4) las políticas estatales impositivas y de precios contribuirán al desarrollo de nuevos recursos.

Hay otro factor, que el autor no menciona, que desempeña un papel muy importante en el desarrollo de hidrocarburos no convencionales y de todos los otros recursos energéticos nuevos. Me refiero a la inseguridad y la incertidumbre que prevalecen en el mercado del petróleo; en otras palabras, a la posibilidad de que durante el próximo decenio persista la inestabilidad del mercado. Algunos de los expertos reunidos en este seminario han sugerido que en los años ochenta ese mercado estará sujeto a significativas oscilaciones del precio y a graves tensiones ocasionadas por la lucha entre productores y consumidores por el poder y por apropiarse de la renta petrolera. Si ello ocurre, esa inestabilidad será un factor decisivo para promover el desarrollo de hidrocarburos no convencionales. En tal caso, lo que importa no es tanto el volumen de estos productos que se logre durante el decenio, cuanto la proporción de recursos que se asigne a su desarrollo. Parece que estas inversiones pueden ser muy cuantiosas, y seguramente afectarán el comportamiento del mercado petrolero en los años noventa y siguientes.

El problema principal generado por la inseguridad y la inestabilidad del mercado petrolero es que provocan inversiones excesivas y prematuras,

destinadas tanto al desarrollo de nuevas fuentes como al ahorro de los recursos actuales. Ello no sólo deforma el comportamiento futuro del mercado petrolero, con repercusiones directas para los productores, sino que afecta también el de toda la economía mundial, al deformar la asignación de recursos escasos y, eventualmente, limitar las tasas de crecimiento de la producción de bienes y servicios y los niveles de ocupación en todo el mundo.

En ese sentido es muy revelador el ejemplo de Brasil. Los brasileños han logrado un gran éxito no sólo en el desarrollo de sus recursos de alcohol sino también en la restructuración de sus patrones de consumo energético en el sector de transportes, por ejemplo. También tienen un programa nuclear muy ambicioso y están desarrollando otras fuentes nuevas de energía. Sin embargo, sus actividades en este campo implican riesgos muy elevados y, sin duda, costos sumamente altos. La reformulación de las políticas energéticas está provocando tensiones económicas, así como sociales y políticas, como lo demuestran varios trabajos económicos y técnicos publicados recientemente por expertos brasileños.

Mi siguiente comentario se refiere al conjunto de las discusiones que tuvieron lugar en este seminario. Aquí se ha presentado y analizado una amplia serie de predicciones sobre el comportamiento futuro probable de la oferta, la demanda y los precios del petróleo en el mercado internacional, predicciones basadas en complicados análisis y en la experiencia, la intuición y las conjeturas de los ponentes. Son estimaciones de lo que puede ocurrir, en opinión de los expertos. Empero, se ha omitido un aspecto importante: no se ha presentado la opinión normativa de estos expertos acerca de cómo debería ser el mercado. ¿Cuál tendría que ser la tendencia del precio del petróleo en los próximos diez a veinte años para lograr un comportamiento óptimo del mercado? Pienso que, mediante un análisis serio, podría lograrse cierto consenso sobre las tendencias óptimas del precio. Por supuesto, este enfoque normativo no eliminará la incertidumbre ni las oscilaciones del mercado, pero sería útil para los responsables de las políticas como un marco óptimo deseable. Claro está que, dentro de ese marco, habrá una lucha entre consumidores y productores por el poder y la renta petrolera, que se resolverá, hay que esperarlo, mediante la negociación y la cooperación. Pero la tendencia óptima no se logrará si se dejan libradas a sí mismas a las fuerzas del mercado.

Issam El-Zaim

Joseph Barnea hizo una contribución importante a nuestra reunión al abordar la cuestión de los hidrocarburos pesados. Su importancia es ciertamente limitada si pensamos en los cambios a corto plazo en los patrones de la oferta mundial de hidrocarburos, pero los avances tecnológicos en este campo podrían aumentar la contribución de estos hidrocarburos no convencionales en el decenio de los ochenta. Pienso que su ponencia nos dio una reseña muy concisa de los logros tecnológicos, las dificultades y las perspectivas de las fuentes fundamentales de estos recursos.

Quiero formular algunos comentarios sobre los supuestos de la ponencia de Barnea. Conuerdo con el primero, sobre el comportamiento de los precios del petróleo convencional. El segundo, que excluye la probabilidad de avances tecnológicos o descubrimientos geológicos de importancia en el ámbito del crudo convencional, podría resultar demasiado optimista. Su tercer supuesto, en el sentido de que es posible lograr avances tecnológicos considerables en todos los demás hidrocarburos, también me parece bastante optimista. Estoy de acuerdo con él en que habrá avances tecnológicos considerables e importantes (él mismo ha descrito los ocurridos con el crudo pesado), pero pienso que, en el largo plazo, serán menos significativos los avances de las técnicas de explotación de esquistos bituminosos.

Al considerar el problema de la sustitución se presentan varios puntos. Barnea plantea una pregunta muy interesante: ¿quiénes abastecerán a la creciente demanda, los crudos pesados o los hidrocarburos convencionales? El piensa que la disponibilidad de los no convencionales hará que se expanda su demanda. Me parece una pregunta de muy difícil respuesta. Habría que tener una especie de visión geopolítica del asunto, que ayudara a lograr

una respuesta concluyente. Por ahora, las respuestas sólo podrán ser casuísticas.

En países como Estados Unidos, el desarrollo de hidrocarburos no convencionales pretende sustituir a la importación de petróleo. En Venezuela es obvio que la sustitución mediante el crudo pesado ayudaría a mantener las exportaciones y a satisfacer el consumo creciente. En los casos de Marruecos y Turquía, parece claro que el desarrollo de hidrocarburos pesados tiende a sustituir a las importaciones energéticas, que gravitan pesadamente en las balanzas de pagos de ambos países. Por supuesto, podemos pensar que los hidrocarburos no convencionales contribuyan marginalmente a satisfacer la nueva demanda energética. Aun cuando disminuye continuamente la participación relativa de los hidrocarburos en el consumo total de energía (cuando menos, se tiende a ello), en ciertos países en desarrollo hay un incremento de la demanda energética en términos absolutos. Este aumento podría abastecerse parcialmente con hidrocarburos no convencionales.

Sería útil enfocar la cuestión de la sustitución no sólo como un problema de modificar nuestra oferta en expansión sino también desde el punto de vista de la demanda. Al principio de su ponencia, Barnea señala acertadamente que no se puede analizar la cuestión como las meras posibilidades de sustituir sistemas energéticos tradicionales con otros nuevos. Me parece que éste es un tema importante, porque muchas veces, al pensar en la sustitución, nuestros supuestos omiten considerar todo cambio significativo en los patrones de la demanda energética.

En la vida real, cuando en los países en desarrollo aparece la nueva demanda energética, el problema debe analizarse de otro modo. Puesto que las pautas de la producción deben responder a ciertas pautas de demanda, sería útil considerar el tipo de industrias que podrían desarrollarse usando los crudos pesados. Así, las modificaciones de la demanda podrían influir en el sentido de la propia sustitución.

En la ponencia de Barnea no encuentro prácticamente nada acerca de la influencia de los factores políticos en el descubrimiento de nuevos yacimientos de hidrocarburos y en los nuevos proyectos de explotación. Empero, me parece que los nuevos descubrimientos y proyectos se concentran mucho en las regiones septentrionales de los países industrializados del Norte. ¿Cuál es su objetivo? ¿Sustituir sus importaciones de la OPEP, desarrollar recursos nacionales, satisfacer una nueva demanda? Por supuesto, hay algunos proyectos localizados en países en desarrollo, quizá por razones más vinculadas a consideraciones tecnológicas que a condiciones geológicas.

También me parece que la tendencia predominante consiste en impulsar la explotación de hidrocarburos no convencionales en los países en desarrollo que hoy producen los convencionales, más bien que en aquellos cuya demanda energética se incrementará drásticamente en los próximos veinte años.

Por último, me referiré a la cuestión de los productores pequeños. Barnea hizo bien en mencionar el interesante caso de los pequeños productores de California. Sin embargo, es difícil aplicar esas pautas a los países en desarrollo, por razones tanto tecnológicas como económicas. Reconozco que su proposición es muy atractiva en teoría. Puede funcionar en determinada etapa del desarrollo, ya alcanzada por los países muy avanzados, pero puede ser difícil, si no imposible, para las naciones que todavía viven en el subdesarrollo económico.

Bert Struth

Joseph Barnea nos dio una excelente visión general de la sustitución del petróleo por hidrocarburos no convencionales. Conuerdo con él en que este fenómeno es una respuesta a movimientos de la oferta, la demanda y los precios del crudo.

A mediados de los años setenta, ante los altos precios y la escasez cada vez más aguda del petróleo convencional, los países industrializados, sobre todo Estados Unidos y Canadá, tomaron la iniciativa en el desarrollo de hidrocarburos no convencionales. En Estados Unidos ello ocurrió, fundamentalmente, como respuesta tanto a la situación del mercado como a una profunda preocupación acerca de la seguridad del suministro. Los países de menor desarrollo, que disponían de esquistos y otros recursos, carecían de la base de capital necesaria para emprender proyectos similares. A su tiempo llegarán a emprenderlos, ya sea por sí mismos, ya en colaboración con otras naciones, pero por ahora tienden hacia la opción de costo menor: la búsqueda de petróleo y gas convencionales y el empleo de carbón de los países vecinos.

Es previsible que continúen los esfuerzos por emplear fuentes energéticas no convencionales, en respuesta a la demanda, a los precios y a la inseguridad del suministro de petróleo. Sin embargo, la oportunidad de los resultados que se obtengan es incierta, y muy largo el camino por recorrer. Pienso que el desarrollo de grandes proyectos de hidrocarburos pesados llevará de siete a diez años. Por tanto, hoy ya podemos apreciar básicamente lo que será su oferta en 1990. Los acontecimientos de 1981 con respecto a la demanda de petróleo han retrasado significativamente el ritmo de desarrollo de los proyectos de crudo pesado, quizá en cinco o diez años. Esta predicción se sustenta sobre todo en la opinión de la industria energética

acerca de los precios, la oferta y la demanda de hidrocarburos convencionales.

Cuando hablamos en este seminario sobre el gas natural, se señaló que su base de reservas se estaba haciendo más fuerte que la del petróleo. Están ocurriendo acontecimientos importantes en las técnicas para convertirlo en líquidos, o para emplear el gas propano licuado, que tendrán efectos significativos en la demanda futura. En muchos países en desarrollo que gozan desde hace buen tiempo de una alta tasa de crecimiento del PNB, se transformará al gas natural en líquidos que pueden sustituir al petróleo. Vale la pena mencionar que hay proyectos concretos en curso para sustituir petróleo por gas en Canadá, Indonesia, Malasia, Taiwán y Nueva Zelanda. Además, hay tres o cuatro regiones que probablemente se conviertan en importantes abastecedoras de productos petroquímicos sobre la base de la expansión de su producción de gas. Me refiero a Canadá, México, el Medio Oriente y Asia Sudoriental. Según anuncios recientes, las reservas de gas de Malasia son de 34 billones de pies cúbicos y las de Tailandia de 20 billones. En estos países, el gas remplazará al combustóleo en la generación eléctrica y en usos industriales. El propano licuado que se extraiga se empleará en el transporte, como sustituto de la gasolina y el combustible diesel. Se piensa emplear el etano y el propano como insumos de la industria petroquímica. También se planea el empleo de metanol como combustible. En los países del Medio Oriente, el incremento de la producción de propano licuado que se obtenga del gas asociado se consumirá tanto en el sector energético como en el petroquímico, en sustitución del combustible para calefacción, el combustóleo y la gasolina. Se espera que la misma tendencia se acelere en Europa y Japón durante los próximos diez años.

Daniel Yergin

Se me ha sugerido que oriente mis comentarios no sólo hacia los hidrocarburos no convencionales sino también hacia otros problemas o cuestiones clave que se han planteado en este seminario. Por consiguiente, me referiré primero a la ponencia de Joseph Barnea, pero intentaré ampliar algo el campo del análisis.

La ponencia de Barnea es interesante porque considera la expansión de la oferta de hidrocarburos no convencionales en un momento en que las condiciones del mercado de los convencionales son muy distintas a las prevalecientes hace uno o dos años. Hoy en día se está usando mucho la expresión "sobreoferta de crudo", pero más bien somos testigos de una escasez de demanda; la cuestión es cuánto durará esta escasez.

La segunda cuestión que se me ocurrió cuando leí la ponencia y escuché los comentarios se refiere al ahorro o conservación de energía. Yo pienso que la potencialidad económica de la conservación es mucho mayor que todo lo que se hace hoy en día. Que esa potencialidad no se emplee cabalmente no se debe a que no sea rentable hacerlo, sino a las imperfecciones del mercado. Un problema grave es el acceso al capital. Por ejemplo, en Estados Unidos tenemos canales bien establecidos para invertir en la perforación petrolera. Empero, los canales para invertir en conservación apenas están en sus etapas preliminares. En segundo lugar, hay un rezago del conocimiento, una brecha de información. En tercero, hay un problema de infraestructura, en términos de gente que haga cosas. Y en cuarto lugar, hay un problema de tiempo, porque lo ocurrido en realidad es que tres decenios de cambio se han comprimido en uno solo, lo cual requiere de un difícil proceso de ajuste. Estos son mis comentarios acerca de la conservación.

Podrían plantearse las mismas preguntas con respecto a los hidrocarburos no convencionales. Si son tan buenos, ¿porqué es tan lenta su explotación? Un factor que surge en todo análisis es la necesidad de distinguir entre los proyectos reales y los potenciales. Nadie es capaz de predecir qué monto de producción de hidrocarburos no convencionales podrá alcanzarse en los próximos diez años. Conocí a un hombre en Colorado que compró un terreno para explotar esquistos bituminosos hace unos diez años. Una vez concretada la transacción, el agricultor vendedor se echó a reír y le comentó que, según él sabía, ya en 1907 había gente que creía posible hacer dinero con los esquistos. Por cierto, el futuro de los esquistos parece todavía muy distante; en Estados Unidos, los proyectos en curso siguen su marcha pero en condiciones muy adversas.

Otro punto que ha surgido en la discusión general de este seminario es que la sensibilidad se manifiesta no sólo con respecto al precio sino también con respecto a las expectativas acerca del precio. Cuando se hace una inversión, lo que importa no es que el barril de crudo cueste hoy 32 o 33 dólares, sino las expectativas acerca del precio futuro. Me parece muy importante lo que señalaba mi colega de Japón, Tomitate, sobre la nueva actitud de los industriales de su país frente a la inversión para sustituir petróleo. Una razón para que el proceso de ajuste de Japón haya tenido más éxito que el de cualquier otro país industrializado consiste en que los dirigentes económicos y empresariales japoneses han aceptado con mayor sinceridad que la comunidad empresarial estadounidense que los precios reales del crudo seguirán creciendo. Fue a la luz de tales expectativas que invirtieron en técnicas de conservación. Ahora, cuando las expectativas cambian o se hacen confusas, muchas inversiones se hacen más lentas o se detienen por completo, incluidas las que se hicieron en hidrocarburos no convencionales.

Otro punto que conviene señalar es el siguiente: de 1977 a 1980 el precio del petróleo aumentó 150%; sin embargo, quizá la mitad de la reducción de la demanda se debe a la disminución de los inventarios y a la recesión. Eso no indica una alta elasticidad-precio de la demanda sino, más bien, una baja. Me parece importante subrayarlo cuando la incertidumbre y el riesgo de seguir adelante están afectando incluso a unos pocos proyectos de esquistos. Es muy importante responder a las preguntas pendientes para saber qué es económico y viable. De lo contrario, seguiremos viviendo en un mundo de fantasía.

Se ha formulado un argumento muy sólido con respecto a los programas de alcohol, sobre todo en pequeñas unidades de tierra agrícola. Algunos usan el argumento de combustible *versus* alimentos como ejemplo de un resultado negativo de la asignación de recursos. Hay muchos proyectos con balances energéticos negativos. El argumento de alimentos *versus* combustibles puede ser engañoso, al menos como yo lo interpreto, porque algunos de los procesos de alcohol generan un buen subproducto: alimento para ganado de alta calidad, mucho más barato incluso que el maíz que se

emplea en Estados Unidos con ese fin. Intuyo que el futuro nos sorprenderá, cuando nos encontremos obteniendo más energía de nuestras tierras agrícolas de lo que todos calculamos en la actualidad.

Por último, Jaime Corredor señaló un aspecto importante cuando planteó si es adecuado o prudente dejar libradas a sí mismas a las fuerzas del mercado en el caso de los energéticos. No creo que debamos dejarlas escapar tan fácilmente.

Robert P. Hosemann

El Dr. Joseph Barnea nos dio una completa descripción de las fuentes y usos de los hidrocarburos no convencionales en escala mundial. En su ponencia también describió algunos aspectos de lo que se hace hoy en día, en este campo, en California.

La experiencia de la Pacific Gas & Electric Company en ese estado puede resultar interesante. Nuestra empresa combina la distribución de gas y de energía eléctrica; tiene una capacidad instalada de unos 8 000 mw de generación eléctrica a partir de petróleo y gas natural. Hace unos cinco años, la empresa planeó incrementar en 1 600 mw la capacidad de generación térmica, mediante la combustión de carbón y la instalación de los sistemas más completos y avanzados para el control de la contaminación del aire y el agua. Varios organismos estatales sugirieron entonces la posibilidad de emplear en esa estación otros combustibles sólidos, como desechos municipales o agrícolas.

Uno de esos desechos es la paja de arroz. La cosecha de arroz de California produce unos 2 millones de toneladas anuales de paja, suficientes para generar unos 300 mw. En la actualidad, esa paja simplemente se deja en el campo una vez quitado el grano, y se la quema en los días de poco viento y gran humedad. Quienquiera que haya viajado por el Valle Central en octubre y noviembre recordará la contaminación del aire ocasionada por las grandes nubes de humo negro que genera esta combustión a cielo abierto. El organismo estatal responsable de la contaminación del aire nos exhortó a considerar la posibilidad de emplear esta paja como combustible, como un estímulo para que el propio organismo concediese su autorización para la construcción de la planta. Con este método, la paja se quemaría en calderas y prácticamente no se emitiría humo alguno.

El análisis económico preliminar de la empresa demostró que se podría pagar la diferencia entre el precio del carbón y el equipo y los gastos de operación adicionales necesarios para emplear la paja.

Los cultivadores de arroz se vieron enfrentados a una serie de problemas, tales como el desarrollo de una nueva cosechadora, muy cara, que recogiese la paja, y el transporte de la paja hacia la planta durante todo el año, lo cual exigiría su almacenaje de manera intermitente en algún lugar adecuado. Había otro hecho de gran importancia: la combustión a cielo abierto mataba a un hongo del rastrojo que pudría los tallos; sin ese tratamiento, se afectaría gravemente la cosecha del año siguiente. Otros tratamientos posibles, como el rociado de productos químicos o el empleo de fungicidas, planteaban problemas ecológicos quizá tan graves como la combustión a cielo abierto.

Un análisis económico de la Asociación de Productores de Arroz, sobre la base de sus propias hipótesis, llegó a la conclusión de que el precio propuesto para la paja como combustible era muy bajo en relación con el del carbón.

La empresa, los productores de arroz y los organismos públicos fueron incapaces de salir de este punto muerto. Mientras avanzaban los planes para construir la planta, la demanda de energía eléctrica tuvo una abrupta caída y la necesidad de los 1 600 mw adicionales sencillamente se esfumó.

El proyecto que acabo de describir era minúsculo si se piensa en escala mundial. No obstante, este estudio de caso sirve para ilustrar las dificultades de encontrar empleo para combustibles no convencionales, incluso en una región con infraestructura agrícola y de transporte muy desarrollada.

V

**EL FUTURO DE LAS EMPRESAS PETROLERAS
INTERNACIONALES Y LA EVOLUCIÓN PROBABLE DEL
SISTEMA ENERGETICO MUNDIAL EN LOS AÑOS OCHENTA**

EL FUTURO DE LAS EMPRESAS PETROLERAS INTERNACIONALES Y LA EVOLUCIÓN PROBABLE DEL SISTEMA ENERGÉTICO MUNDIAL EN LOS AÑOS OCHENTA

Peter F. Cowhey

Una manera de analizar el futuro del mercado mundial de hidrocarburos consiste en especificar las implicaciones precisas de los supuestos más compartidos acerca de lo que puede ocurrir. Otra manera consiste en explorar posibilidades algo menos probables, aunque lógicas, que solemos ignorar. En esta ponencia asumiremos, en buena medida, el segundo camino. En parte, lo he elegido porque el excelente trabajo de otros analistas (muchos de los cuales participaron en este seminario) hace que una aportación más de un académico de relativa importancia, sobre los mismos "temas de siempre", resulte una lectura poco atractiva. Además, y esto es importante, el hicapié que suelen hacer los analistas sobre lo "razonable" no ha dado buenos resultados en los últimos años. Como los estrategas de la seguridad militar, debemos emplear más tiempo en "pensar en lo impensable" para aumentar nuestros conocimientos acerca de "los temas de siempre".

Elaborar sobre el futuro de las empresas petroleras internacionales es un territorio especialmente fértil para considerar la potencialidad de lo improbable. Pocos sectores han experimentado reorganizaciones más rápidas y profundas en nuestra época, al trasladarse la propiedad y las participaciones en el mercado en favor de las empresas petroleras nacionales (EPN) de los países exportadores y de las naciones de Europa Occidental y Japón. Supongo que las EPN seguirán asumiendo nuevos papeles en la industria mundial; sin embargo, las diez principales empresas petroleras angloestadounidenses (que denominaré "las grandes") todavía poseen una proporción formidable de la producción, la distribución y la inversión de capital en el sector energético. Por ejemplo, representan más de 30% de la exploración y las inversiones de capital totales en la industria del gas y el petróleo convencionales del "mundo libre", así como una parte mucho mayor que ésta

en las crecientes inversiones del sector en otros recursos energéticos.¹ Es obvio que sus estrategias corporativas constituyen una fuerza crucial para determinar el futuro del mercado de la energía, y que también tendrán importantes consecuencias para los intereses económicos y políticos de los países de la OCDE. (Por ejemplo, la estrategia de las "grandes" de construir una red mundial diferenciada de suministros protegió durante muchos años los intereses de los países de la OCDE.) Consecuentemente, en esta ponencia nos ocuparemos de las cambiantes estrategias de las "grandes" como una manera de comprender cómo las nuevas condiciones del mercado pueden modificar las instituciones que dirigen el intercambio energético mundial.

Aun dentro de la restricción que me impuse (estudiar las posibilidades poco usuales) hay una latitud considerable para analizar el futuro de las "grandes". Creo que no podemos tratarlas simplemente como maximizadores racionales de ganancias, que responden a las fuerzas de la oferta y la demanda en mercados ligeramente imperfectos. Hay que considerarlas, en cambio, como unidades económicas en un mercado caracterizado por un acelerado cambio de las reglas del juego (jurídicas, políticas y económicas). Economistas como Oliver Williamson o George Akerlof nos enseñan que esos mercados generan respuestas no convencionales antes las fuerzas de oferta y demanda. Para las "grandes", la situación se parece las transacciones en el mercado de automóviles usados en Estados Unidos; tanto los compradores como los vendedores deben tomar precauciones, y la dinámica del mercado cambia radicalmente en la medida en que cada parte se prepara ante la posibilidad de que la otra obre de mala fe. Así, las "grandes" deben preocuparse *a la vez* por maximizar sus ganancias y por conservar su seguridad en un mundo en rápido cambio.² Aunque las empresas recibirían con beneplácito la posibilidad de lograr "reglas del juego" estables y justas,

¹ Las diez empresas incluyen a las Siete Hermanas y a las tres independientes principales. Son: Atlantic Richfield (Arco), British Petroleum, Exxon, Gulf, Mobil, Phillips, Shell, Standard of California (Socal), Standard of Indiana y Texaco. Ciertos detalles sobre esta muestra y buena parte del análisis presentado en esta ponencia aparecen en Peter F. Cowhey, "The Engineers and the Price System Revisited: The International Oil Companies in the Next Decade", en P.F. Cowhey y J. Aronson (eds.), *Profit and the Pursuit of Energy*, Westview (en prensa).

² Si bien no podemos predecir el comportamiento de las empresas petroleras basándonos sólo en la teoría clásica de la empresa, tampoco podemos confiar sólo en la idea del "manejo del riesgo" para aumentar nuestra comprensión del fenómeno. Por lo general, la cuestión del riesgo se maneja en el nivel de proyecto. (Por ejemplo, sirve para analizar la probabilidad de una nacionalización de una propiedad petrolera en la Costa de Marfil.) Un análisis centrado en el nivel de proyecto es insuficiente porque no toma en cuenta el efecto acumulativo de las opciones individuales. Este efecto agregado se produce porque la suma de estas opciones modifica la vulnerabilidad de la empresa y del sector ante los nuevos acontecimientos en el mercado energético mundial.

ni ellas ni sus contrapartes políticas y comerciales pueden contar con que tal situación se produzca.

Aceptada la hipótesis de que las "grandes" deben emprender la "negociación estratégica", podemos estudiar sus opciones actuales tal como los historiadores económicos analizan el pasado. Aun cuando los directivos de las empresas deban concentrarse sobre todo en los pequeños detalles de sus problemas diarios, con lo cual dan forma a su estrategia político-económica general más por intuición que por opciones deliberadas, los analistas pueden identificar la lógica que describe la pauta general de esas opciones. Eso es precisamente lo que hacen los buenos jugadores de póker al evaluar a un adversario.

En lugar de identificar una sola posibilidad para el futuro, he elegido tres estrategias posibles para su análisis sistemático. Estos escenarios no agotan las posibilidades de cambio. Por ejemplo, en uno de ellos se explora la posibilidad de que las "grandes" se conviertan en las Chrysler de mañana, harapiientos gigantes de importancia marginal. Mis escenarios tampoco son mutuamente excluyentes (por ejemplo, algunos elementos del primero podrían existir en el segundo). No obstante, cada uno representa un *cambio en el énfasis* de la estrategia corporativa. El estudio de cada uno comienza estableciendo las condiciones económicas y políticas que lo vuelven concebible. Después se sugiere cómo la estrategia de las "grandes" influye en su elección de inversiones y asociaciones comerciales en el terreno de la energía. Por último, se estudian las implicaciones de la estrategia para el futuro del mercado energético y los intereses de los países de la OCDE.

Los tres escenarios corresponden a desviaciones progresivamente mayores de la situación actual. El primero, de "autonomía diversificada", analiza las implicaciones de la estrategia anunciada por las principales empresas en 1980. Aunque el actual ablandamiento de los precios ha obligado a modificar esta estrategia, a comienzos de 1982 seguía siendo la imagen dominante acerca del futuro del sector a largo plazo. El segundo escenario, la "sociedad con el Tercer Mundo", estudia las consecuencias de un estancamiento permanente del precio del petróleo. Describe cómo podría ocurrir una conciliación limitada de los intereses de las "grandes" y las EPN de la OPEP. La última posibilidad, las "compañías dominatrices diversificadas", considera una reestructuración radical del sector petrolero, como respuesta a un mercado energético oscilante, caracterizado por una gran inseguridad acerca del precio y la participación en el mercado de cada combustible en cualquier período de cinco años. A diferencia del segundo escenario, en éste los precios aumentan esporádicamente. La consecuencia es una reproducción, aunque sustancialmente modificada, de los muy laxos cárteles de "productores-consumidores" de los años treinta. El sector se bifurca según nuevas líneas. Algunas "grandes" y EPN se convierten en vehículos de nuevos enfoques para compartir riesgos reorganizando su propiedad y estructura de dirección de una manera dramática. Otras regresan a su estructura cor-

porativa tradicional, creando así un nuevo conjunto de acuerdos en el mercado mundial.

1. Autonomía diversificada

Después de la segunda sacudida de precios de 1979, las empresas petroleras tuvieron que modificar radicalmente sus proyecciones. Aunque sus ganancias crecieron de modo desmesurado, durante la crisis perdieron una parte significativa de las ventas en el mercado internacional y tomaron aguda conciencia de que ya no podrían confiar en los países de la OPEP como sus principales fuentes de suministro. Además, al construir sus nuevos planes en 1979, preveían una continua inestabilidad del mercado y un paulatino movimiento ascendente de los precios.

El colapso del control de las grandes empresas sobre las ventas de la OPEP fue revolucionario; sin embargo, como ocurre con muchas revoluciones, abrió las puertas a grandes posibilidades. En este caso, llevó a las empresas a la conclusión de que deberían convertirse en corporaciones energéticas *diversificadas* a un ritmo mucho más rápido que en el pasado. De la debilidad provendría la fuerza. Ya no harían hincapié en preservar su participación en el mercado, ni mantendrían como norma fundamental el principio de atenerse al suministro básico de la OPEP. En cambio, buscarían la *autonomía* en los suministros y en la penetración selectiva de los nuevos mercados.

Las hipótesis clave de la nueva estrategia eran: 1) un incremento lento pero permanente del precio real del crudo (alrededor de 2 a 3 por ciento anual); 2) una revaluación constante (creciente) de sus reservas de petróleo y gas, aunada a un excelente flujo de efectivo, y 3) una demanda reducida pero creciente de energía y petróleo. Sobre la base de este pronóstico, las ocho empresas estadounidenses enumeradas en el cuadro 1 aumentaron sus presupuestos de inversión y exploración, de 17 700 millones de dólares en 1978 a 31 000 millones en 1980. Todavía en octubre de 1981 el Chase Manhattan Bank predijo que las inversiones del "mundo libre" en exploración y producción podrían crecer más de 18% anual hasta 1990, debido a que el flujo interno de efectivo de la industria petrolera podría cubrir más de 70% de los gastos. (Más adelante analizaré los cambios recientes de los pronósticos.)

Al contrario de lo que suele creerse, las empresas colocaron una abrumadora mayoría de sus inversiones en el sector energético, aunque cada una de ellas deseaba crearse una protección de largo plazo contra la eventual maduración y declinación de la industria energética. La única empresa que indicó su intención de trasladar sus activos y ganancias para depender menos del petróleo fue la British Petroleum, que planeó reducirlos de más de 80% de su cartera en un escaso 60% durante el próximo decenio. En mi

Cuadro 1
Estructura de las inversiones de las empresas, 1978-1980

	Año	Standard de Ind.							Total	
		Exxon	Mobil	SoCal	Texaco	Gulf	Phillips	Arco		
Inversiones totales de la corporación (millones de dólares)	1978	5.30	2.175	1.692	1.906	2.129	940	1.358	2.239	17.739
	1979	7.40	3.812	2.258	2.025	2.513	1.454	1.823	3.027	24.312
	1980	8.00	4.185	3.599	3.075	3.001	1.666	3.370	4.175	31.071
De los cuales se destinan a:										
Exploración y producción de crudo y gas	1978	3.468 (65.4%)	1.117 (51.3%)	1.153 (68.7%)	1.073 (56.3%)	1.279 (60.1%)	721* (76.7%)	666 (49.0%)	1.738 (77.6%)	11.23 (63.3%)
millones de dólares	1979	4.808 (64.9%)	2.572 (67.4%)	1.603 (70.9%)	1.199 (59.2%)	1.612 (64.1%)	1.237 (85.1%)	1.058 (58.0%)	2.397 (79.2%)	16.48 (67.8%)
(porcentaje del total)	1980	5.291 (66.1%)	3.000 (71.7%)	2.230 (61.9%)	2.043 (66.4%)	2.085 (69.5%)	1.318 (79.1%)	1.832 (54.4%)	3.376 (80.9%)	21.18 (68.2%)
Refinación, comercialización y transporte	1978	985	464	291	361	391	datos	290	257	
	1979	1.185	590	385	322	466	no desa-	342	354	
	1980	1.360	927	734	416	600	gregados	529	430	
Productos químicos	1978	510	104	026	109	139	125	104	228	
	1979	484	146	057	086	065	114	104	247	
	1980	487	248	091	061	082	181	454	234	
Otros (incluye minerales, carbón, inversiones no energéticas)	1978	629 (11.9%)	378 (17.4%)	212 (12.5%)	47 (2.5%)	327 (15.4%)	093 (9.9%)	363 (26.7%)	014 (0.6%)	2.063 (11.6%)
	1979	1.753 (23.7%)	504 (13.2%)	213 (9.4%)	34 (1.7%)	338 (13.4%)	103 (7.1%)	404 (22.2%)	027 (0.9%)	3.338 (13.9%)
	1980	1.333 (16.7%)	641 (15.3%)	544 (15.1%)	170 (5.5%)	170 (5.7%)	167 (10.0%)	612 (18.2%)	132 (3.2%)	3.769 (12.1%)

Fuente: Informes anuales y formularios impositivos.

*Incluye refinación

muestra de empresas estadounidenses, sólo la Exxon, las Arco y la Mobil hicieron exceder regularmente de 10% la porción de sus inversiones totales destinada a objetivos no energéticos.

Con su gama de inversiones, las empresas esperaban crear una estrategia para reafirmar su seguridad. En la época dorada, lograban esa seguridad mediante su gran capacidad excedente de producir un único combustible muy deseado, el petróleo, que colocaban por todo el planeta. La nueva estrategia de seguridad era distinta: hacía hincapié en depender de distintos combustibles de distintas fuentes. Además, dependía de la creación de una capacidad muy compleja para convertir insumos de combustibles en muchas clases de productos. Por ejemplo, muchas empresas experimentaron con mezclas de petróleo (o agua) y carbón pulverizado. Muchas se lanzaron a los combustibles sintéticos. Otras, como la Mobil Oil, experimentaron con procesos para convertir el gas natural en gasolina. Y todas hicieron inversiones considerables para recalibrar sus refinerías a fin de manejar una combinación mucho más amplia de crudos (especialmente los pesados) y de producir una proporción de productos livianos mucho mayor que en el pasado.

La nueva estrategia implicaba un gran reacomodo del comercio mundial de energéticos. Con respecto a las fuentes de suministro petrolero, las empresas preveían que la participación de la OPEP en el abastecimiento mundial caería de la mitad, en 1979, a un tercio en el año 2000. A su vez, los nuevos países exportadores pasarían de 9 a 18 por ciento. En consecuencia, las principales empresas se propusieron establecer una presencia considerable en la exploración y producción de crudo y gas en estos nuevos productores (a pesar de lo cual muchos expertos criticaron tales esfuerzos por considerarlos demasiado pequeños). Además del desplazamiento en el suministro, también caería la participación del petróleo. En 1979 el intercambio mundial de crudo fue de alrededor de 31 mbd, en tanto que el de carbón fue de unos 3 mbdpe y el de gas natural de 2 mbdpe. En 1980, la predicción más generalizada para el año 2000 señalaba que se exportarían uno 30 mbd de petróleo, al tiempo que el volumen de carbón aumentaría a 6-8 mbdpe y el gas natural de 6-10 mbdpe. Estos desplazamientos eran una promesa de grandes oportunidades para que las grandes empresas petroleras restableciesen su participación en el comercio mundial de energía, a pesar de la declinación de su dominio en el mercado del petróleo. Estas predicciones acerca de desplazamientos de las fuentes del crudo y de su participación afectaron muy pronto a las inversiones de las empresas.

He analizado la lista de los treinta y cinco países del Tercer Mundo que el Banco Mundial califica como los más promisorios con respecto al petróleo y el gas. Ese análisis indica que las grandes compañías internacionales seguían siendo el principal grupo de contribuyentes a la exploración y producción de este conjunto en 1981, aunque estas operaciones sólo representaban una parte pequeña de sus inversiones totales. Un análisis

Cuadro 2
Producción y exploración, 1978-1980

	<i>Año</i>	<i>Exxon</i>	<i>Mobil</i>	<i>SoCal</i>	<i>Texaco</i>	<i>Gulf</i>	<i>Phillips</i>	<i>Arco</i>	<i>Standard de Ind.</i>	<i>Total</i>
Producción mundial de crudo y LGN, mbd	1978	4,69 (.829)	2,12 (.320)	3,29 (.350)	3,55 (.595)	1,82 (.400)	.444 (.259)	.643 (.527)	1,032 (.525)	17,589 (3.805)
(producción en Estados Unidos)	1979	4,48 (.791)	2,18 (.321)	3,20 (.343)	3,63 (.539)	1,73 (.382)	.436 (.269)	.560 (.537)	.849 (.494)	17,065 (3.676)
Producción de gas natural (millones de pies cúbicos)	1980	4,01 (.787)	1,99 (.318)	3,01 (.386)	3,32 (.481)	1,17 (.364)	.452 (.283)	.589 (.556)	.836 (.464)	15,378 (3.639)
Producción de gas natural (millones de pies cúbicos diarios)	1978	8,062	3,270	1,423	3,894	2,153	1,549	1,517	3,263	25,131
	1979	8,044	3,649	1,732	3,646	2,176	1,558	1,486	3,328	25,619
	1980	7,137	3,598	1,739	3,103	2,032	1,497	1,388	3,057	23,551
Exploración: pozos perforados (netos) en Estados Unidos	1978	115 174	100 155	71 38	31 43	171 45	6 20	78 21	(B) 148 94	716 565
pozos perforados en el resto del mundo (incluidos pozos secos)	1979	153 164	94 116	32 21	83 34	176 80	10 32	59 6	154 97	803 527
	1980	155 150	125 143	119 29	98 25	162 140	21 21	65 2	198 103	929 615

Fuente: Informes anuales y formularios impositivos

(A) La cifra de pozos netos de Phillips excluye los contratados con terceros, lo cual disminuye su total.

(B) La cifra de pozos netos excluye las extensiones perforadas en superficies no probadas.

Cuadro 3
Lista de las principales perspectivas según una lista de
la Secretaría del Tesoro de Estados Unidos⁺

Argentina	EPN (aumento de "grandes")
Brasil	EPN (aumento de grandes)
Colombia	EPN y grandes (Texaco y Exxon)
India	EPN (papel pequeño para las grandes)
Birmania	EPN
Ghana	EPN y grandes (Phillips)
Somalia	Grandes (Cities Service)
Sudán	Grandes (Socal) (aumento de independientes)
Guatemala	Grandes e independientes
Costa de Marfil	Grandes (Phillips) e independientes
Perú (exportadores de petroleo)	EPN y grandes

Grandes: grandes compañías angloamericanas

EPN: empresa petrolera nacional del país

Independientes: Todas las otras empresas, incluidas las pequeñas estado-unidenses

Nota: este cuadro representa un juicio *a muy grandes rasgos* del autor acerca de qué grupo de empresas encabeza el desarrollo, sobre la base de informes publicados acerca de la exploración.

⁺ Basada en *An Examination of the World Bank Report*, Oficina de Política Energética Internacional, Programa de Créditos Energéticos, Secretaría del Tesoro de Estados Unidos, julio de 1981, p. 3.

similar realizado en los países del Tercer Mundo que reciben la misma calificación de la Secretaría del Tesoro de Estados Unidos también indica una fuerte representación de las "grandes" (véase el cuadro 3). Podemos concluir, por consiguiente, que estas empresas tendrán un porcentaje significativo del comercio generado por estos nuevos yacimientos. Empero, dado el tamaño de las reservas posibles y las políticas de los exportadores más nuevos, no es probable que las empresas admitan depender de determinado país por más de 150 000 bd. Este es un cambio muy notorio con respecto a la época en que un suministro de 500 000 bd por un solo país no era nada fuera de lo común, cambio que puede aumentar la seguridad de las "grandes".

Al tiempo que diversificaban sus posesiones en el Tercer Mundo, las "grandes" trasladaron su inversión de manera abrumadora hacia la producción en Estados Unidos. Esta tendencia se notó sobre todo entre las "hermanas" y los productores independientes que tenían una base débil en Estados Unidos. Más aún, la mayor parte de la perforación realizada fuera

de este país tuvo lugar en el área de la OCDE. Por ejemplo, la empresa que más ha explorado fuera de la OCDE, la Exxon, perforó 65% de sus pozos fuera de Estados Unidos en esta región (véase el cuadro 2).

El alejamiento del Medio Oriente y hacia una sólida base de operaciones en Estados Unidos tendrá lugar con ritmos diferentes, con toda seguridad, para las distintas empresas. En consecuencia, podemos vaticinar significativas diferencias en su vulnerabilidad frente a los disturbios que ocurran en el Medio Oriente y en Africa del Norte, cuestión de cierta importancia para los países industrializados, como pronto veremos.

Ya hemos dicho que la autonomía diversificada también exige un cambio en la combinación de combustibles. Una opción radicaba en el comercio internacional de gas natural. En este caso había tres cursos posibles. En primer lugar, las empresas podía promover el comercio de gas entre los países en desarrollo. Aunque las grandes distancias y la escasa demanda conspiran contra este camino, Bolivia, Uruguay, Argentina y Brasil se están vinculando con gasoductos. En el futuro pueden surgir otras oportunidades. En segundo término, las "grandes" podían conservar un papel importante, aunque secundario, en el comercio de gas natural licuado (GNL). En general, las empresas petroleras han manejado la parte principal de la producción de gas natural, pero una mucho menor en el procesamiento y la distribución del GNL. En tercer lugar, las "grandes" podían desempeñar un papel poco notorio, pero muy influyente, en el vital mercado europeo del gas. La Exxon y la Shell ya encabezan la construcción del crucial gasoducto del Mar del Norte británico. British Petroleum tiene una participación significativa en las acciones de Ruhrgas, que quizá sea la empresa de gas natural más importante de Europa (y es el eje del acuerdo sobre el gasoducto de la URSS a Europa Occidental).

Aunque muchas empresas ingresaron tardíamente al comercio del carbón, y algunas todavía titubean, este producto tiene una gran prioridad para la industria. Conoco, Exxon, Phillips, Occidental, Mobil, Gulf, Arco, British Petroleum, Texaco y Shell aparecen, en este orden, entre los veinticinco principales propietarios de las reservas de carbón de Estados Unidos. Tanto la Shell como la British Petroleum han anunciado que pretenden lograr una participación de 10 a 15 por ciento del comercio mundial de carbón en el año 2000, comercio que para entonces se habrá expandido considerablemente. Las "grandes" están apostando a que sus ventajas mercadotécnicas y las virtudes del gran tamaño les otorguen el éxito en el mercado del carbón. Para comenzar, ya son proveedoras de muchos de los clientes industriales que se desplazarán del crudo y el gas al carbón. Además, su tamaño les permite equiparse bien para producir, procesar y asegurar la entrega del carbón. El procesamiento (pulverizado y lavado, por ejemplo) será muy importante para cumplir las normas ecológicas cuando aumente el uso de carbón. El recurso a fuentes múltiples y una mayor uniformidad de las normas de clasificación del carbón también pueden mejorar la seguridad

de los consumidores. Todas estas características exigen la presencia de un grupo de empresas bien financiadas y de base mundial.

No obstante, algunas de las ventajas potenciales de las "grandes" podrían verse menoscabadas si la regulación y el financiamiento públicos actúan como sustitutos del riesgo asumido por el capital privado en el comercio mundial del carbón. Por consiguiente, el papel que puedan tener aquellas empresas dependerá de las negociaciones intergubernamentales acerca del grado deseable de intervención pública en ese mercado.

Los combustibles sintéticos constituyeron el rubro más atractivo de la nueva estrategia. La empresa más entusiasta, la Exxón, predijo en 1980 que la producción estadounidense de combustibles sintéticos podría llegar a 5 mbd en el año 2000, y que el resto del mundo contribuiría con otros 3 mbd (incluido el crudo muy pesado). Más cercana al promedio, la Standard de California estimó la producción estadounidense en unos 2 mbd. La dedicación inicial de la Exxon a los combustibles sintéticos también fue, con mucho, la más importante por su tamaño y su alcance mundial. Abarcó grandes proyectos comerciales nuevos en esquistos bituminosos en Estados Unidos y Australia, una segunda planta de arenas bituminosas en Canadá y ambiciosos proyectos piloto de licuefacción y gasificación de carbón en Estados Unidos y Holanda.

La política de Reagan sobre los combustibles sintéticos reforzó indirectamente las ventajas competitivas de las grandes empresas petroleras, al reducir el financiamiento y aumentar las exigencias de solidez financiera para los receptores de asistencia. Como los proyectos estadounidenses serían, probablemente, el principal campo de aprendizaje para la industria en todo el mundo (excepto en el caso de las arenas bituminosas), esta política constituyó una dádiva formidable para las grandes empresas.

Los cambios recientes en los pronósticos acerca de los precios y el crecimiento de la demanda convirtieron a los proyectos de combustibles sintéticos en acosados puestos de avanzada de las audaces iniciativas de la estrategia de diversificación. Estos combustibles han sufrido más que cualquier otra opción, debido a sus elevados costos y a su carácter experimental. La producción máxima total que se vaticina hoy en día para el año 2000 varía de 2.5 a 5 mbd, y muchos afirman que será menor aún.

Sin embargo, es posible que la estrategia de diversificación sólo se postergue, sin que llegue necesariamente a morir. Volvamos a utilizar a los combustibles sintéticos como el aspecto más difícil de la estrategia, y analicemos sus posibilidades de resurrección. Otras ponencias de este libro sugieren que el petróleo convencional podría costar unos 34 dólares por barril (dólares de 1981), digamos, a fines de 1992. Esta cantidad es demasiado baja para sostener a la mayoría de los proyectos de combustibles sintéticos. Sin embargo, si las empresas previeran para después de esa fecha un aumento anual de alrededor de 2.5%, podrían empezar otra vez a aumentar sus proyectos hasta alcanzar la escala comercial, contando con que los pre-

cios aumenten lo suficiente durante los largos plazos necesarios para que maduren estas inversiones. Así, los combustibles sintéticos volverían a la vida, aunque ocho o diez años más tarde que lo calculado en las optimistas predicciones de 1980.

Un retraso de los sintéticos sería parte de un reajuste general que modificaría la oportunidad y las participaciones relativas de los combustibles, por oposición al impulso global de la estrategia de diversificación, en tanto no se derrumbe el precio nominal del petróleo (y el precio deflacionado comience a afirmarse en 1984). Primero, las empresas aumentarían sus inversiones en petróleo, sobre todo en Estados Unidos, como el combustible de preferencia inmediata. (Sin embargo, la perforación disminuirá sin duda en los próximos dos o tres años, en tanto las compañías reajustan sus planes de exploración en espera de que los precios se afirmen). Como corolario, las empresas con reservas de crudo particularmente escasas tratarán de adquirirlas en proyectos conjuntos de inversión o comprándolas a otras empresas petroleras. Un mercado blando deprime los precios de las acciones, lo que vuelve más barato comprar reservas que descubrirlas para una empresa que no tenga un excelente departamento de exploración ni disponga de superficies favorables a la prospección. Además, los proyectos en los países en desarrollo que no integran la OPEP serán un complemento atractivo de las operaciones en Estados Unidos. En segundo término, aumentará la importancia del carbón y el gas natural convencional en los planes de las empresas, al tiempo que disminuirá la de los grandes proyectos de GNL. Una vez más, los datos económicos comparativos llevan a postergar el GNL, que exige inversiones sólo ligeramente menores que las requeridas por las formas más costosas de recuperación terciaria de crudo o de extracción de petróleo submarino, en "regiones fronterizas". Por último, las compañías extenderán el ámbito geográfico de pequeños proyectos piloto de combustibles sintéticos (como los de las reservas de esquistos en Utah y Marruecos) al tiempo que postergarán la inversión en plantas comerciales. Esta táctica permite aprovechar la demora explorando las opciones con más cuidado del que puede tenerse cuando hay un gran apuro por iniciar la producción comercial.

Las implicaciones para la seguridad

Si suponemos que la diversificación puede sobrevivir, aunque en una forma modificada, ¿cuáles son las consecuencias para la seguridad de los consumidores? En términos de balances agregados de oferta y demanda los resultados son en gran medida favorables. Quizá la consecuencia más importante de los cambios en la diversificación afecte el equilibrio entre el uso del car-

bón, el gas natural y los combustibles sintéticos. Indudablemente, las empresas presionarán con fuerza para que aumente el precio del gas, con el objeto de combinar con más flexibilidad la producción de petróleo y gas en los nuevos yacimientos. Los consumidores pueden anticiparse a esta jugada y apresurar su traslado hacia el carbón en determinados usos industriales. Además, algunas de las "grandes" presionarán sin duda para que se imponga un arancel al petróleo importado, a fin de proteger sus inversiones en Estados Unidos. (A otras podría preocuparles más sus desventajas en la comercialización, si tuviesen que pagar un arancel, que la protección de su producción en Estados Unidos). En todo caso, aun con la imposición de un arancel, los combustibles sintéticos se desplomarán hasta fines del decenio en curso.

Una cuestión muy interesante con respecto a la seguridad se refiere a la distribución de los riesgos entre los actores. Esta estrategia desplaza la carga del riesgo de las interrupciones del suministro en el mercado petrolero. La actitud más selectiva de las principales empresas en los nuevos sectores agudiza la fragmentación del mercado. Aunada a la posibilidad de que las EPN europeas pasen a depender más aún de las EPN de la OPEP para sus compras de crudo y refinados, esta evolución reduciría la flexibilidad de las naciones industrializadas para manejar los disturbios posibles en el mercado petrolero. Al mismo tiempo, las empresas grandes objetan la imposición de mantener grandes inventarios para proteger la seguridad pública del suministro. Aunque pudieron asumir con placer ese costo cuando disfrutaban de una posición dominante en el mercado, lo rechazan en la nueva época que vivimos. Cuando las empresas abandonan su papel *de facto* de aseguradores del suministro que tenían en el viejo orden, no hay garantías de que los países industrializados puedan ponerse de acuerdo sobre cómo coordinar la acción pública para lograr el mismo fin. La profunda desconfianza del gobierno de Reagan ante la intervención estatal en el mercado genera una grieta importante entre Estados Unidos y la mayoría de sus socios económicos y diplomáticos.

Más allá del problema de convocar al poder público para remplazar a las garantías privadas, el escenario de diversificación plantea un reto al fragmentado sistema político estadounidense. La política petrolera de Estados Unidos siempre fue un difícil juego malabar debido a las divisiones entre las grandes empresas internacionales y los pequeños operadores internos. Esa fragmentación promete agravarse en la medida en que empiecen a diferenciarse las vulnerabilidades relativas de las empresas grandes. Es muy posible que, en su camino hacia la diversificación, las diversas empresas logren grados muy distintos de éxito. En consecuencia, es fácil imaginar un mundo, a principios de los años noventa, en que la vulnerabilidad total del país sea muy diferente a la de cada compañía ante eventuales disturbios en el Medio Oriente y Africa del Norte. Por ejemplo, Estados Unidos podría obtener en esa región no más de 25% de sus importaciones de crudo, pero

la Gulf sólo 7% y la Texaco 35%. (Las cifras de este ejemplo son muy especulativas.)³

Una gran diferencia entre el grado de exposición al riesgo de las "grandes" y el del gobierno de Estados Unidos plantearía varios problemas interesantes en el plano de la alta política. La última vez que ocurrió algo similar fue en el período 1945-1970. En esa época, debido a que Estados Unidos dependía de manera limitada de sus importaciones de crudo y dominaba la diplomacia mundial, a las empresas les resultaba bastante seguro depender de sus fuentes del Medio Oriente. En verdad, las empresas ayudaron a proyectar el poderío estadounidense al organizar los suministros de petróleo extranjero y sus distribución de un modo congruente con las prioridades estratégicas nacionales. ¿Cómo respondería el sistema político de Estados Unidos si, en lugar de organizar su poderío, muchas de sus corporaciones gigantes se convirtiesen en fuentes de vulnerabilidad (sobre todo si algunas fuesen más vulnerables que otras)?⁴

Aun si la política estadounidense no resultase paralizada por la fragmentación de su industria petrolera, es previsible una probabilidad mucho mayor de conflictos en el seno de la OCDE. En particular, la política interna del gobierno con respecto al petróleo y al gas es la clave que permite a las empresas negociar desde una posición de fuerza con los gobiernos de los otros países de la OCDE. Estados Unidos decidió levantar los controles que pesaban sobre el precio del petróleo (y quizá los del gas natural en 1983), y acelerar las autorizaciones para búsqueda de crudo en tierras públicas; estas decisiones representaron, para las empresas petroleras, la posibilidad de una opción viable a sus inversiones en el Mar del Norte y Canadá. Más aún, también permitieron a las empresas británicas, canadienses y otras disponer de una opción para salir de sus ámbitos nacionales e invertir en un clima más lucrativo para la exploración y producción. (También sería importante una decisión que estableciese un arancel al petróleo importado.)

En resumen, podríamos ser testigos del surgimiento de una brecha entre la política interna estadounidense y las políticas energéticas de nuestros socios industrializados. Al tiempo que otros países hacen más estricta la

³ Hay un análisis importante de este fenómeno: Luciani di Giacomo y Gianni Fodella, *Compagnie Petroliere e Paesi Arabi*, Istituto de Affari Internazionali, Roma, 1981.

⁴ Por ejemplo, si las empresas estadounidenses y británicas se retirasen de grandes segmentos del mercado europeo continental, los gobiernos de Europa no tomarían tan seriamente como en el pasado las relaciones entre Washington y sus empresas petroleras. Esto reduciría el poder de negociación de Washington en eventuales épocas de tensión. Además, el retiro de las "grandes" de algunos países industrializados podría dificultar la realización de muchos gestos diplomáticos. Por ejemplo, durante la última crisis petrolera, Estados Unidos pudo manejar problemas de cuando menos dos países de la OCDE solicitando a empresas estadounidenses que desviarán cargamentos de petróleo a sus filiales de esos países con toda urgencia. Como las empresas debían hacerlo con sus propias filiales, se mostraron más dispuestas a aceptar la proposición.

supervisión pública del sector privado, Estados Unidos afloja su control. Así, después de una lucha de diez años por cerrar la brecha entre la política de precios de Estados Unidos y la de los demás países de la OCDE, quizá tengamos aquí una nueva fuente de conflictos en el seno de la región.

Si los demócratas triunfasen en la elección de 1984, el sector petrolero podría verse en graves dificultades. Es probable que la coalición demócrata sea mucho más renuente a acelerar las concesiones de tierras públicas; por consiguiente, se verían reducidas las opciones de la industria en el país. Esto no sólo las perjudicaría en el medio interno, también debilitaría su posición negociadora frente a las otras naciones industrializadas.

Si el gobierno de Estados Unidos se identificase estrechamente con la filosofía de las "grandes" acerca de la diversificación, también haría más lento el desarrollo del comercio de carbón y gas natural. Para este país, la cuestión del desarrollo del mercado radica en eliminar las restricciones al comercio; en cambio, muchos otros países consideran que el papel gubernamental debe ser ordenar ese desarrollo. En particular, temen a la posibilidad de un rezago en la capacidad de producción y transporte del carbón, o que tal capacidad evolucione de un modo que no ayude a aumentar la seguridad nacional, si se deja librada sólo al sector privado. Si el gobierno estadounidense resolviera apoyar la filosofía de las grandes empresas petroleras, los otros gobiernos podrían sentir ciertas dudas sobre la confiabilidad de los suministros originados en ese país.

Otra fuente potencial de conflicto en el seno de la OCDE radica en la política hacia el desarrollo de las reservas de crudo y gas en los países en desarrollo que hoy importan petróleo. La inmensa mayoría de los miembros de la OCDE está en favor de aumentar significativamente los préstamos del Banco Nacional y de los bancos internacionales regionales para apoyar esos proyectos. (Ciertos analistas piensan que las crisis presupuestarias de estos gobiernos los han llevado a retirar discretamente su apoyo.) Las empresas estadounidenses de petróleo y gas no tienen una posición unánime sobre el papel del Banco, pero el gobierno adoptó la de las empresas más opuestas a la iniciativa. Sean cuales fueren los méritos técnicos de la actitud de Reagan, desde nuestro punto de vista esa disputa es una instancia más en la que Estados Unidos choca con sus aliados con respecto a la distribución más adecuada de influencias entre el sector público y el privado. La ventaja competitiva de que gozan las grandes empresas petroleras depende del grado en que se favorezca al sector privado. Si se restringe el financiamiento público, las empresas petroleras de Europa y Japón desempeñarán probablemente un papel menos importante.

Es larga la lista de posibles disputas en el seno de la OCDE, y muy dudosas las consecuencias previsibles de cualquier disputa determinada. En la diplomacia de las alianzas hay demasiadas variables en juego para que los factores analizados más arriba determinen totalmente los resultados. No obstante, esos factores contribuyen al conflicto y, lo que es más impor-

tante, toda nueva modificación de la política exterior general estadounidense aumentaría su potencialidad de ocasionar problemas.

En particular, si en el seno del gobierno de Reagan prevaleciese el grupo que está en favor del unilateralismo en la política exterior (en oposición a quienes favorecen la diplomacia de alianzas), todos los movimientos de Estados Unidos que se apartasen mucho de las prácticas habituales de Europa y Japón serían objeto de agudas sospechas. Los problemas que plantea el unilateralismo no se limitan a la actitud frente a la ley marcial en Polonia o a la mejor estrategia de negociación en el Cercano Oriente; lo más probable es que se difundan por todos los campos de la diplomacia económica. En tal situación, que el gobierno de Estados Unidos se identifique con la estrategia de las "grandes" podría resultar especialmente difícil.

Para resumir: aunque los últimos acontecimientos en el campo de los precios han hecho más lento el movimiento hacia la diversificación, las "grandes" mantienen un proyecto según el cual en el año 2000 se habrían modificado considerablemente las características del comercio energético internacional. Aunque están perdiendo su predominio en el comercio petrolero en términos de su participación absoluta, podrían adueñarse de una parte significativa de los incrementos de ese comercio originados en los nuevos países exportadores, y además pueden lograr una porción dominante del comercio mundial de carbón. Para que las "grandes" logren hacerlo, deberán aprovechar al máximo su tamaño y su capacidad financiera, lo cual, a su vez, requiere que se restrinja la expansión de la autoridad y el financiamiento públicos. También exige una elección más selectiva de los posibles mercados. Esa selectividad y la lucha contra el incremento de la autoridad pública llevan implícita la posibilidad de conflictos en el seno de la OCDE.

2. Asociaciones con los países del Tercer Mundo

Supongamos que la demanda de energía no llegue nunca a los niveles vaticinados durante buena parte de 1981. En ese caso, quizá los precios no aumenten lo suficiente en lo que resta del siglo para justificar muchas de las nuevas fuentes caras de energía. En particular, no se materializarían los combustibles sintéticos y muchos de los proyectos de GNL del Tercer Mundo. Incluso podrían no funcionar bien algunos de los yacimientos más caros de petróleo, sobre todo en las regiones fronterizas de explotación submarina.⁵

⁵ Algunos analistas han sostenido que, a 34 dólares el barril, el valor actual neto de una gran proporción de las reservas de crudo de Estados Unidos es inferior al costo de descubrirlas (que se estima entre 15 y 20 dólares por barril). Véase *Forbes*, 23 de noviembre de 1981, pp. 45-46.

Para las grandes empresas, las implicaciones de este escenario son preocupantes. Es cierto que pueden tratar de aumentar su participación en la producción de crudo y gas de la OCDE, y que cuentan con seguridad con cierta expansión del comercio de carbón, pero ya no podrían aprovechar bien su singular capacidad de autofinanciarse en gran escala durante largos lapsos. Estarían en una posición más sólida para negociar con los países de la OPEP, pero también serían muy dependientes de lo que ocurriera en el Medio Oriente y África del Norte. En las oficinas de los ejecutivos de la industria, esta posibilidad despierta pensamientos sombríos.

Si la empresa no puede comprar la felicidad dentro de la OCDE a menos que aumente continuamente los precios, ¿puede evitar de algún modo seguir dependiendo de la OPEP? Si la "autonomía diversificada" se vuelve imposible, ¿no será posible una "autonomía selectiva"? Un camino para disminuir la dependencia con respecto a la OPEP sería un programa acelerado de exploración en otros países en desarrollo. Si los precios son bajos, Asia, África y América Latina resultan más atractivas que la exploración submarina en Europa y Canadá. El Chase Manhattan Bank estima que los costos de perforación son más bajos en aquellas regiones, y que la brecha aumentará más aún.

De una cosa podemos estar seguros: los países en desarrollo importadores de petróleo (PEDIP) necesitan desesperadamente nuevas fuentes de hidrocarburos. Según el Banco Mundial, en 1980 producían unos 2 mbd de crudo y gas y consumían más de 7.3 mbd. En 1990 podrían producir 3.4 mbd, pero estarían consumiendo 13.7 mbd. No obstante, el Banco también ha estimado que hasta quince de estos países podrían incorporarse a las filas de los productores de petróleo y gas, aumentando así la capacidad de producción a más de 4.5 mbd, si hubiese condiciones más favorables para la exploración y producción. Durante 1981, directivos de empresas tan variadas como la Royal Dutch Shell, la Mobil y la Standard de Indiana afirmaron que la producción de esos países podría aumentar considerablemente si adoptasen actitudes más favorables hacia las empresas petroleras extranjeras.

Empero, hay fuerzas importantes que se oponen a que los PEDIP acepten los términos que quieren las grandes empresas. Concretamente, una combinación de empresas petroleras de Europa, Japón y países en desarrollo han manifestado un gran interés en que los gobiernos, el Banco Mundial u otras organizaciones internacionales utilicen la ayuda externa para reducir el riesgo de exploración y producción en esos países. También han sostenido que a los países en desarrollo les iría mucho mejor, desde el punto de vista financiero, si tuviesen programas independientes y bien organizados de exploración temprana, para mejorar su capacidad competitiva en las etapas posteriores. Designemos a esta actitud como la estrategia "pública".

Muchas empresas petroleras nacionales (EPN) de países exportadores e importadores han demostrado gran interés en emprender exploraciones en

el extranjero.⁶ Desde el punto de vista político, esperan que eso ayude a la naciones más pobres a incrementar su producción de crudo y que contribuya al establecimiento de una nueva alianza de empresas públicas del Norte y el Sur. En cuanto al aspecto financiero, esperan garantizar así su futura expansión aunque disminuya la producción en sus países de origen, compensar la debilidad de los mercados de la OCDE con las utilidades generadas por la explotación en el exterior, y asegurarse una parte de los mercados secundarios vinculados con el petróleo (por ejemplo, la siderúrgica especializada).

Según el proyecto de quienes abogan por la estrategia pública, ésta depende de un crédito público internacional mucho más cuantioso para proyectos de crudo y gas. Sostienen que los 3 600 millones de dólares que se gastan anualmente en exploración en el Tercer Mundo (cifras estimadas, excluidos la OPEP y México) son insuficientes; y proponen la concesión de créditos considerables para cubrir la parte de los estados receptores en los trabajos de exploración inicial (según el modelo del magro fondo revolvente de las Naciones Unidas para la exploración, o bajo la forma de un sistema de seguro de exploración) y en la subsiguiente explotación de las reservas probadas. Por ejemplo, en el programa de crudo y gas propuesto por el Banco Mundial, de 10 000 millones de dólares para el período 1982-1985, 30% se designa a actividades de "predesarrollo", y el resto a "desarrollo". El Fondo para el Desarrollo Internacional de la OPEP concedió unos 100 millones de dólares en 1981 para proyectos energéticos de todo tipo.⁷

Al incrementarse el crédito internacional, la pequeñas empresas surgidas de la asociación de la OPEP y la OCDE podrían actuar como socias. Sus aportes financieros serían limitados (gracias a los créditos internacionales) y, en compensación, aceptarían una utilidad estrictamente controlada como producto de sus inversiones.

La propuesta de la coalición en favor de los subsidios públicos y una exploración metódica y de pequeña escala en las etapas tempranas favorece

⁶ La Corporación de Exploración y Desarrollo Internacional ya representa un consorcio según estas líneas, con integrantes tanto de la OCDE como de la OPEP. Los proyectos de la Kuwait Petroleum Corporation son los que se analizan con más frecuencia, pero las EPN de México, Venezuela, Argelia, Canadá y Gran Bretaña, para mencionar sólo unas pocas, participan en proyectos conjuntos en el exterior de sus países. Véase *Middle East Economic Survey*, 15 de junio de 1981, p. 6.

⁷ La OPEP y los países exportadores del Tercer Mundo soportan una carga especial: los problemas financieros de las naciones en desarrollo importadoras de petróleo. Los países de la OPEP destinan alrededor de 2.3% de su PNB a la ayuda externa, cifra que excede con mucho a lo que otorga el grupo de la OCDE. Además, los exportadores de crudo venden a menudo en condiciones de subsidio a las naciones más pobres. Por ejemplo, para México y Venezuela estas ventas representan unos 140 000 barriles diarios. Véase *Middle East Economic Survey*, 13 de abril de 1981.

implícitamente a los miembros de la coalición en la competencia con las "grandes". Estas son empresas de gran tamaño, intensivas en capital, que prefieren realizar grandes tareas con rapidez (estrategia que designaremos como "privada"). Por ejemplo, en un análisis de la explotación del crudo del Mar del Norte presentado por Oystein Noreng, se señala agudamente que las empresas petroleras prefieren la exploración veloz y el desarrollo de reservas muy cuantiosas. Tal estrategia incrementa la rentabilidad financiera y reduce el riesgo para las empresas, aunque para el país anfitrión presente una reducción de los ingresos totales por barril. Ya es más difícil decidir si la velocidad y el monto representan ventajas suficientemente grandes para el bienestar de una sociedad, al punto de compensar las pérdidas ocasionadas por una menor participación en las utilidades. Afortunadamente, a los efectos de este trabajo no es necesario analizar esa cuestión.

Aun sin tomar en cuenta qué política es mejor para determinado país, la "pública" o la "privada", pienso que, si los precios siguen "blandos", las empresas grandes obtendrían considerables beneficios si pudiesen incrementar sus actividades de exploración y producción en los PEDIP. ¿Hay algún medio para desviar en su favor el equilibrio de las influencias políticas?

Se me ocurre una síntesis de los intereses de las grandes empresas privadas y las EPN que vale la pena analizar, aunque más no sea por la escasa atención que se le ha dado hasta ahora. Si el mercado se mantiene "ofrecido", es probable que la demanda de petróleo aumente en los PEDIP con rapidez, porque los incentivos para la conservación serán cada vez más débiles. Los subsidios necesarios para satisfacer el apetito de petróleo se incrementarán; tales subsidios, a su vez, pueden debilitar las oportunidades de producción interna y estimular un consumo mayor. La consecuencia sería el pedido de ayuda adicional a los países exportadores, precisamente cuando éstos se encuentren en una situación de escasez financiera.⁸

Dados los incentivos para buscar utilidades en el exterior y el deseo de limitar las demandas de ayuda extranjera, las EPN de la OPEP (y de la OCDE) podrían favorecer una conciliación *de facto* de sus intereses con los de las "grandes", en la forma de la estrategia "privada". Para que esto ocurra no es necesaria una negociación formal. Como primer paso, los gobiernos de la EPN pasarían a apoyar una política de fijación de precios energéticos en el Tercer Mundo sobre la base del costo marginal, punto que, por cierto, han sostenido con mayor frecuencia en los meses recientes.⁹ Después, podrían apoyar una versión modificada (y considerablemente

⁸ *Middle East Economic Survey*, 25 de enero de 1982, p. III; *Petroleum Intelligence Weekly*, 27 de julio de 1981; Francisco Parra, *Middle East Economic Survey*, suplemento del número del 15 de junio de 1981.

⁹ Véase *Petroleum Intelligence Weekly*, 25 de enero de 1982, pp. 6-7, con respecto a los precios internos en los países árabes.

más generosa) de la estrategia que adelantó el gobierno de Estados Unidos (sin reconocer jamás, por supuesto, el parentesco). Ello entrañaría un incremento de los préstamos internacionales destinados a recursos renovables, a la conservación y a la infraestructura necesaria para la explotación de proyectos de gas natural. Por ejemplo, estos proyectos ya han atraído ayuda del Fondo de la OPEP por 21 millones de dólares en Bangladesh y préstamos considerables del Banco Mundial en Tailandia. Además, permitirían obtener montos mayores de la ayuda del FMI para ajuste financiero, así como una mayor proporción de créditos de sus propios bancos (de los préstamos totales de los bancos árabes, de 20 a 30 por ciento fue para los países en desarrollo importadores de petróleo en 1980-1981).

Las medidas que hemos descrito hasta ahora harían posible el rubro fundamental del paquete: que los países exportadores de petróleo apoyen el otorgamiento de condiciones mucho más liberales para la participación extranjera en la exploración y producción de crudo y gas en los países en desarrollo importadores. Algunos aspectos concretos serían: concesiones más vastas de derechos exclusivos de exploración (con estrictos calendarios de abandono); aprobación de programas de desarrollo más rápidos; aceptación de tasas de utilidades más elevadas para las empresas (admitiendo una parte mayor a 10 o 15 por ciento de los ingresos), y derecho a repartir utilidades a las casas matrices mediante normas más liberales de conversión en moneda extranjera. Si estos cambios tuviesen lugar, dice un estudio de la Secretaría del Tesoro de Estados Unidos, yacimientos de no más de 25 millones de barriles podrían ser atractivos para la inversión extranjera. Esa estimación se apoya en un cálculo de costos demasiado bajo, probablemente, porque está basada en los costos estadounidenses, pero sin duda parecen viables inversiones en yacimientos del orden de 50 millones de barriles.

En compensación por su apoyo económico y político a la estrategia "privada", las EPN podrían obtener una participación adecuada en los nuevos negocios. Además de la ventaja obvia de una mayor proporción de las utilidades, las EPN tendrían cinco beneficios adicionales. Para empezar, si la exploración resulta exitosa, se reducirían las crecientes demandas de ayuda a la OPEP presentadas por los PEDIP. Segundo, las "grandes" todavía controlan enormes superficies explorables, así como grandes recursos humanos y técnicos para la exploración y administración de proyectos submarinos.¹⁰ Tercero, su base mundial de operaciones los convierte en socios financieros confiables para empresas que exigen gran inversión (las EPN, con una base más estrecha, sufren periódicamente dificultades financieras). Cuarto: aunque éste es un punto sutil, el hincapié de las EPN en las sociedades con las "grandes" coloca sobre éstas la carga de obtener mejores tér-

¹⁰ Por ejemplo, la Exxon tiene alrededor de 210.8 millones de acres (brutos) para explorar en África y el Lejano Oriente, a principios de 1982. (Discurso de C.B. Wheeler, de la Exxon, pronunciado en Nueva York el 23 de febrero de 1982.)

minos financieros. Quinto: la sociedad con las "grandes" facilita el acceso a la exploración y producción en Estados Unidos. Estas oportunidades ya son importantes para EPN como la Elf y la Kuwait Petroleum Corporation.

Por su parte, es obvio que las "grandes" obtendrían beneficios de su sociedad con las EPN. Para empezar, ello disminuiría el apoyo a la estrategia "pública". Segundo, ayudaría a obtener la buena voluntad de ciertos países, que confiarían más en una sociedad que incluyese a EPN que en la "grande" actuando por sí sola. En tercer término, la sociedad podría mejorar sus transacciones comerciales de otra índole en el país de origen de la empresa asociada.

Implicaciones para la seguridad

¿Qué efectos tendría este escenario en la seguridad de los consumidores? Los bajos precios de estas hipótesis pueden beneficiarlos en el corto plazo, pero también pueden desencadenar una repetición de la crisis de 1979 en el decenio próximo. Los precios bajos estimulan continuamente la demanda y posponen una vez más las nuevas opciones energéticas: el GNL, los sintéticos, muchos recursos renovables. Además, los incentivos para producir crudo y gas en la OCDE implican una premisa: "hay que agotar primero a la OCDE". En el largo plazo, esta actitud puede resultar contraproducente, aunque el tema todavía se debate entre los especialistas en seguridad y los economistas.

Con respecto al primer escenario, la división del riesgo entre organismos públicos y privados sólo difiere en un aspecto. En este escenario se reduce el papel potencial del financiamiento público en la explotación del petróleo y gas de los PEDIP.

Hay otro elemento significativo: esta estrategia crea un nuevo conjunto de relaciones de seguridad entre las empresas petroleras que puede plantear cuestiones sustantivas sobre el papel de las compañías angloamericanas. Indudablemente, en este escenario es un factor de importancia la actitud siempre escéptica del Congreso de Estados Unidos.

La estrategia considerada construye una alianza de intereses entre el capital de los países exportadores de petróleo y las empresas privadas, alianza que no coincide con las divisiones actuales en la industria mundial del petróleo. La seguridad de las inversiones angloamericanas en los PEDIP y un incremento considerable de las disponibilidades mundiales de petróleo dependerán del apoyo político de los países exportadores (y de los gobiernos de algunas EPN) a que se restrinja la expansión del financiamiento internacional a la producción de crudo y gas. Las "grandes" abandonarían unas cadenas políticas para aceptar otras; los exportadores tradicionales seguirían teniendo el mango de la sartén. A diferencia de la estrategia de diversificación planteada en nuestro primer escenario, las "grandes" angloamericanas seguirían estrechamente vinculadas con la OPEP.

Además, no se necesita mucha imaginación para prever que el precio de esta colaboración sería un papel mayor de las EPN de la OPEP en la producción de crudo de los países de la OCDE. Dada la limitada base de recursos de éstos, ello implicaría una redistribución significativa del control de la producción en favor de empresas no pertenecientes a la OCDE. El Congreso puede tolerar una invasión del mercado estadounidense por empresas nacionales europeas (como la Elf), pero ¿cuántos negocios admitirá como el control de la Santa Fe Petroleum en manos de Kuwait? Me resisto a predecir la actitud del Congreso, pero hay un vaticinio que sí me atrevo a formular: la prensa estadounidense pasará buenísimos ratos ventilando la controversia a medida que tenga lugar.

3. Compañías dominatrices diversificadas

El último escenario es muy especulativo. Su objetivo es abrir nuestras mentes ante todas las posibilidades de cambio en el sector. Depende de tres hipótesis sobre condiciones económicas y de tres de orden político. Comienzo con los factores económicos.

Supóngase que, para mediados de los años ochenta, el comercio internacional de gas natural y carbón se ha desarrollado lo suficiente para que resulte mucho más difícil predecir las participaciones relativas de los distintos combustibles competitivos, y que las relaciones entre los precios de éstos se convierta en un problema muy sensible, como se sugiere en la ponencia de Wionczek y Serrato. (Si admitimos la posibilidad de que los recursos energéticos renovables desempeñen un papel más importante hacia el final del decenio de lo que ahora se considera posible, la situación se hace doblemente interesante.) Al mismo tiempo, muchos de los países exportadores de crudo se estarán enfrentando a opciones críticas con respecto a proyectos de "segunda generación", como el desarrollo de crudos muy pesados o de GNL, que tienen costos muy altos en la fase final del ciclo de inversión. Por último, tanto las EPN como las "grandes" seguirán interesadas en lograr una posición ventajosa en toda la gama de nuevas opciones energéticas que se proyectan para el año 2000. Si se dan estas tres condiciones, los riesgos de toda inversión serán muy altos, debido a la dificultad de predecir con precisión el comportamiento de los mercados, sobre todo a causa de la sustitución de combustibles. Sin embargo, seguirán siendo atractivas las recompensas para quienes logren avanzar en el campo de nuevos recursos y tecnologías energéticas. Además, es considerable la posibilidad de tener pérdidas en el corto plazo, como se señala en la ponencia de Noreng.

Imaginemos ahora tres acontecimientos políticos. En primer lugar, los ministerios de hacienda y planificación de algunos países exportadores de petróleo empiezan a ponerse nerviosos, y quizá muy escépticos, acerca

de los planes de expansión de sus EPN. En consecuencia, se les despierta el interés por contener el grado de riesgos que corran los EPN y por obtener ayuda para controlar su actividad, más allá del ejercicio, a menudo inútil, de escudriñar en sus libros contables. Segundo, en los países de la OCDE, los gobiernos insisten en aumentar su supervisión normativa y financiera de los mercados energéticos. Como resultado, el papel de las "grandes" se vuelve aún menor en "mercados mixtos", que ahora consisten en la venta al por mayor y menor por una combinación de EPN, empresas privadas independientes (algunas con subsidios estatales) y las "grandes". De ese modo, las operaciones cotidianas de los mercados energéticos de los principales países importadores se habrán politizado sobremedida. Por último, suponemos que se mantenga el malestar del orden político y económico mundial. El libre comercio y la inversión no se derrumban, pero se deterioran más aún. En consecuencia, cada gobierno de la OCDE tendrá mayores sospechas con respecto a la buena voluntad de los otros.

En la situación económica y política que acabamos de describir, tanto los gobiernos exportadores como los importadores, así como las corporaciones, podrían aceptar con alegría nuevos acuerdos que limitasen y difundiesen los riesgos de los proyectos energéticos, nuevos o en curso. En este punto resulta pertinente la historia de los años treinta. Este período es interesante por las lecciones que da acerca de cómo manejaran los gobiernos y las corporaciones una situación política en deterioro para conciliar el mantenimiento del comercio y la inversión internacionales con un mayor control político sobre las principales industrias. Durante los años treinta, la industria petrolera internacional, así como muchas empresas importadoras y exportadoras de crudo, experimentaron con acuerdos tipo cártel mundial que incluyeron a estas últimas empresas. (El cártel expiró después de la segunda guerra mundial.) La mitología popular y los historiadores políticos han oscurecido los acontecimientos, y mucha gente ha olvidado ya que el cártel petrolero fue un asunto bastante modesto. Es precisamente su modesto alcance lo que lo hace pertinente para la situación actual.

En el mejor de los casos, el cártel mundial ejerció un control sistemático sobre una sola fuente importante de petróleo, la nueva producción del Medio Oriente; por consiguiente, no controlaba en verdad el grueso de las exportaciones mundiales. La cuestión de la comercialización del crudo ya era un asunto más complicado. El acuerdo "As-Is" estableció principios globales para determinar la fijación de precios y la participación en el mercado de sus signatarios. Empero, las guías a menudo resultaban imprecisas y a veces contradictorias con respecto a determinados mercados nacionales, porque la lógica de los mercados regionales (como el de Europa Occidental) a menudo trasciende las fronteras nacionales. Además, las empresas nacionales y los gobiernos, preocupados por estabilizar sus economías internas, insistieron en que las "grandes" acordaran convenios de división de mercado según criterios locales. De este laberinto de acuerdos mundiales,

regiones y nacionales (que debían renegociarse con frecuencia) fue surgiendo un creciente volumen de comercio e inversión petroleros, y mercados de competencia imperfecta. No obstante, había una considerable flexibilidad en el sistema, y eran posibles la competencia y la innovación. Sin necesidad de elaborar acuerdos intergubernamentales, los sectores público y privado habían logrado establecer un conjunto de controles y equilibrios que, para muchos, resultaba preferible a la competencia irrestricta y a los riesgos del mercado.

La pertinencia de la situación de los años treinta para el escenario aquí planteado puede parecer forzada. No obstante, en un sistema de comercio mundial en decadencia y en un mercado energético inseguro, es previsible sin duda que las empresas se preocupen mucho por encontrar mercados adecuados para sus proyectos nuevos más grandes, o que no les guste demasiado depender de un solo proveedor para algunos insumos especializados (como ciertos tipos de carbón). También hay una gran posibilidad de que algunos socios de una inversión conjunta se encuentren en apuros financieros, o que cambien de idea y exijan un "nuevo trato" antes de seguir adelante.

Para los países de la OPEP hay un aspecto especialmente preocupante: la rentabilidad de su estrategia actual de aumentar las utilidades mediante la refinación y distribución. Si la demanda de petróleo se mantiene débil, muchas refinerías europeas y japonesas tendrán que cerrar. Si a estos cierres inevitables se agrega un aumento de la exportación de la OPEP de productos refinados, se incrementará más aún la tensión en el mercado. Los miembros de la OPEP se han confiado en la exigencia de los países de la OCDE de contar con fuentes seguras de crudo para superar la resistencia de éstos a la exportación de productos refinados del Medio Oriente. Sin embargo, un mercado "blando", por definición, reduce considerablemente la ansiedad de los países industrializados por la seguridad de los suministros. Por tanto, la premisa básica de la estrategia de la OPEP resultaría falsa. Además, aun si fuese posible exportar productos refinados, puede ser que las utilidades fuesen bajas comparadas con la exportación de crudo.

En las condiciones recién analizadas, los contratos comerciales normales, que especifican fórmulas para fijar precios, compromisos de compras y distribución de utilidades entre los socios pueden resultar inadecuados como protección contra toda la gama de riesgos posibles. La solución de formar sociedades especiales para la explotación de cada proyecto puede no parecer conveniente. (Por ejemplo, en la explotación de proyectos de GNL este mecanismo ha generado más rupturas entre socios de lo que se había previsto inicialmente.) En consecuencia, es posible que las empresas busquen nuevos marcos institucionales para reducir el riesgo.

No hay ningún acuerdo que pueda eliminar el riesgo por completo, pero los trabajos de Alfred Chandler sobre historia de las empresas han demostrado que los grandes cambios en el ámbito de un sector recompensan a

quienes sean capaces de reestructurar en profundidad las estrategias corporativas y las estructuras organizativas para enfrentarse a los nuevos riesgos y oportunidades. En definitiva, algunas empresas pierden fuerza, pero otras abren el camino con nuevas estrategias organizativas que dan forma al funcionamiento futuro del sector.

¿Qué empresas podrían verse obligadas a adoptar una nueva estrategia? Dado su tamaño y su considerable base de recursos en Estados Unidos, dudo mucho que la Exxon, la Standard de California, la Standard de Indiana o la Arco sigan el camino que describiré. De modo que en adelante me referiré a las empresas que no adopten la nueva estrategia como las "antiguas grandes", y a las que decidan al cambio las llamaré "nuevas grandes". El nuevo enfoque puede ser atractivo para dos grupos de empresas. Primero, aunque quizá con cierta renuencia, *podría* atraer a empresas como la British Petroleum, la Gulf o la Texaco (aunque no sé de ninguna "grande" que considere seriamente esta estrategia). Estas empresas se limitarían fundamentalmente a sus operaciones en América del Norte y el Mar del Norte, pero los intereses comerciales que conservasen en otros lugares se organizarían según el nuevo formato. Para estas empresas angloamericanas, la decisión de convertirse en "nuevas grandes" implicaría un gran retroceso con respecto a la meta de "autonomía" buscada en los dos primeros escenarios. El segundo grupo que podría convertirse en "nuevas grandes" está integrado por los recién llegados ambiciosos, como la Kuwait Petroleum Corporation o varias de la EPN de la OCDE (por ejemplo, las de Canadá y Noruega).

Las "nuevas grandes" serían las empresas que abandonasen las viejas ideas sobre la ventaja de las corporaciones centralmente controladas, verticalmente integradas y de alcance mundial. Seguirían aspirando a tener un alcance internacional y cierto grado de integración, pero el papel de las oficinas centrales sería el de "conmutador" y "banco de reserva" para las empresas vinculadas, no la dirección absoluta de los negocios corporativos. Como "conmutador", ayudarían a las subsidiarias a intercambiar información y a planificar de modo cooperativo sus estrategias individuales. Como "banco", proveerían fondos necesarios para complementar los proyectos fundamentales de las subsidiarias, pero no serían la fuente principal de los fondos de inversión.

Es posible imaginar muchas posibilidades de cambio de los papeles de matrices y subsidiarias para manejar el riesgo. Para los propósitos de este trabajo consideremos *una* posibilidad, inspirada en la forma de propiedad de las subsidiarias estadounidenses de la Shell y la British Petroleum. Por ejemplo, Shell USA tiene más de 40% de sus acciones en manos locales, y funciona con una considerable autonomía (aunque no total). Se ha convertido por derecho propio en una importante corporación transnacional. Las "nuevas grandes" extenderían este principio de propiedad compartida de las subsidiarias nacionales a sus filiales funcionales regionales e internacio-

nales, de la misma manera en que la Caltex opera como la unión regional de intereses de dos grandes empresas. La corporación matriz conservaría 51% de las acciones de las diversas subsidiarias, pero el resto estaría abierto a una división de la propiedad con EPN de América Latina, por ejemplo. (Las subsidiarias nacionales podrían transferirse a las divisiones regionales. Por ejemplo, "Shell North America" poseería 51% de Shell USA, la Royal Dutch Shell tendría 51% de la Shell North America. Del mismo modo, la Ashland Oil vendió recientemente a dos corporaciones europeas una participación minoritaria en su subsidiaria carbonífera.)

Según esta lógica, la EPN de un país podría protegerse contra el riesgo de proyectos muy caros (como refinerías orientadas a la exportación o proyectos de crudo muy pesado), pero ello no diluiría su poder real. Por ejemplo, podría poseer 60% de su propia refinería de exportación, más 5% de la "nueva grande" que fuese propietaria del restante 40%. Su participación en esta empresa le garantizaría: 1) un interés financiero en las otras refinerías de exportación con las cuales compite; 2) una mejor información sobre las condiciones del mercado y las inversiones en otros lugares; 3) un acceso privilegiado a los mercados de la "nueva grande"

La creación de "nuevas grandes" otorga varios beneficios a todas las partes. Estas empresas (ya sean de la OCDE o de la OPEP) logran una ventaja competitiva en el acceso a nuevos proyectos energéticos, debido a su carácter verdaderamente transnacional. Además, se reduce el riesgo de "mala fe" de los gobiernos anfitriones en la mayoría de los proyectos, porque la "mala fe" perjudicaría a la empresa internacional que es propiedad, en parte, de esos gobiernos. En su conjunto, la empresa funcionaría como una versión gigantesca de la cláusula de "mora cruzada" que aparece en los contratos bancarios internacionales (si un banco exige la mora de un préstamo a un gran deudor, también caen en mora los otros tratos con él), pero con una organización mucho menos rígida. Para emplear otra analogía, la "nueva grande" se convierte en el punto de intercambio de prisioneros entre dos partes en conflicto. Para las EPN y sus gobiernos, es una manera de compartir riesgos al permitir que la EPN tenga una participación en muchos proyectos (algunos de los cuales fracasarán) sin verse obligados a recurrir al esfuerzo, muchas veces abrumador, de operar empresas públicas regionales (como las que a menudo aparecen en los intentos de integración económica en el Tercer Mundo), que están sujetas a orientaciones políticas muy restrictivas. Para el gobierno del país de la EPN esta relación le asegura que habrá un "auditor" externo para el proyecto, la matriz de la "nueva grande", lo que garantiza la existencia de controles sobre los grandes proyectos nuevos. Por último, las ventajas de la comercialización en escala mundial que ofrece la participación en la "nueva grande" (mediante la participación en las subsidiarias funcionales y regionales) es importante para todos los socios, en una época de inseguridad en los mercados y de intensa competencia entre combustibles.

Por supuesto, no son pocos los inconvenientes de la estrategia. (Si no fuera así, ya se la estaría considerando con seriedad.) Por un lado, desde el punto de vista de la casa matriz, este enfoque reduce el grado de control administrativo y las utilidades. Precisamente, donde más les preocupan a las empresas privadas las dificultades de una sociedad con empresas públicas es en los proyectos nuevos, difíciles y muy caros. Hay otro elemento más sutil: las "nuevas grandes" podrían encontrarse con una presión de los "accionistas" para que los dividendos distribuidos superen el 30% de los ingresos netos que es lo que suelen pagar las empresas grandes. Después de todo, como accionistas minoritarios, las EPN tendrían un interés menor en alimentar el crecimiento de la matriz por medio de las utilidades retenidas. Por otro lado, para las EPN y sus gobiernos, la sociedad con las "nuevas grandes" provocaría con seguridad protestas por la pérdida de autonomía, que siempre resulta desagradable, y por la desviación de capitales en lugar de emplearlos para satisfacer las necesidades nacionales.

Implicaciones para la seguridad

Las implicaciones de esta estrategia para la evolución global del mercado mundial de hidrocarburos son, en verdad, muy interesantes. En principio, los planificadores de cualquier proyecto individual nacional tienen una posibilidad mejor de que éste se adecúe a un mercado mundial que funcione fluidamente si pueden compartir la información crucial a través de vehículos de inversión conjunta de alcance deliberadamente mundial. Dados los incentivos que hay para que las matrices protejan sus inversiones desalentando las inversiones "cruzadas" peligrosas, hay una coordinación *de facto* de las decisiones de oferta y demanda que recuerda al antiguo cártel mundial. Sin embargo, si las "nuevas grandes" se viesen obligadas a pagar mayores dividendos, disminuiría su capacidad para financiar algunos de los proyectos nuevos más difíciles, lo cual haría más lenta la diversificación de la oferta de energéticos.

Otra consecuencia es la limitación, tanto para los consumidores como para los productores, de la capacidad de cosechar beneficios inesperados. Si los precios y otros factores se modifican súbita e inesperadamente en beneficio de unos u otros, la propiedad conjunta limita las utilidades del "ganador". Hay un aspecto menos evidente: en este escenario, las condiciones políticas y de mercado limitan sobremanera las opciones de los países exportadores de crudo y gas. Considérense, por ejemplo, dos motivos de preocupación para estos países: 1) las ventajas económicas potenciales de una Organización de Países Exportadores de Gas (OPEG) que fuera eficaz; 2) las dificultades de administrar los precios del petróleo si las exportaciones se trasladan cada vez más del crudo a sus productos, al tiempo que los países exportadores forman numerosas empresas conjuntas con las

“grandes” para procesar crudo y vender productos. La creación de las “nuevas grandes” podría obstaculizar la integración de la OPEG y agravar los problemas de la segunda situación expuesta.

El destino de una OPEG o las complicaciones para la OPEP con respecto al precio, planteados por la elaboración de subproductos en empresas conjuntas, es sólo un ejemplo del problema general que este escenario plantearía a los funcionarios de los países exportadores. Podría ocurrir una modificación importante en las relaciones con empresas extranjeras. De 1973 a 1978, los países exportadores todavía se apoyaban en relaciones de largo plazo con las “grandes”, pero los primeros habían adquirido un papel predominante debido a que las segundas estaban ansiosas por conservar el acceso a los suministros de crudo. De 1979 a 1981 los países exportadores tendieron a poner distancia en sus relaciones con las empresas, para dar a sus EPN mayor latitud en sus negociaciones con otros clientes. (Por cierto, en los últimos tres años esa tendencia al distanciamiento se agudizó, cuando las propias “grandes” empezaron a considerar que era una virtud el limitado acceso a determinadas fuentes de la OPEP.) Las características dominantes de este escenario harían difícil seguir por este camino.

En tales circunstancias, las EPN de los exportadores deben determinar con qué socios desearían establecer un conjunto permanente de intereses interconectados. En un mercado muy politizado, las sociedades selectivas y las tácticas de “golpe y huida” funcionan peor que la toma de “prisioneros mutuos” mediante una colaboración muy vasta. Pero esas sociedades, ¿deberían formarse con las “antiguas grandes” o con recién llegados a las operaciones internacionales como, por ejemplo, la Kuwait Petroleum Corporation? México y Arabia Saudita, dos países con grandes reservas de crudo y cierta coincidencia en los mercados, ¿deberían buscarse mutuamente para formar una “sociedad natural”, en este clima político? Es posible que las opciones específicas sean menos importantes que el reconocimiento oportuno de la necesidad de adoptarlas.¹¹

Una tercera implicación de la estrategia es la creación de nuevos papeles para las “antiguas grandes”. Si buena parte de la refinación y distribución mundiales queda en manos de las EPN de los países exportadores e importadores, y si los nuevos proyectos de producción son a menudo de empresas conjuntas de las EPN y las “nuevas grandes”, una gran proporción del mercado energético mundial se orientaría por canales muy bien estructurados (y quizá demasiado rígidos) de oferta y demanda. Esto deja vigente un

¹¹ Por ejemplo, dudo que una analogía, un cártel global único de los principales productores y consumidores reunidos en un acuerdo mundial sobre la energía, fuese viable hoy. Además, sería muy tonto que las empresas privadas arriesgasen sufrir los castigos legales originados por un esfuerzo abortado de cartelización. Por otra parte, a diferencia de lo que ocurría en los años treinta, los principales comerciantes internacionales de petróleo y de otros combustibles importantes son muy numerosos y diversos.

papel, menor que el actual pero muy importante, para las corporaciones que elijan subsistir como "antiguas grandes". Tendrán más latitud para elegir sus compromisos y, desde el punto de vista del gobierno estadounidense, serán socios más atractivos de los intereses políticos y económicos de la OCDE. Hay dos implicaciones posibles de esta evolución que resultan especialmente interesantes. En primer lugar, los acuerdos de emergencia para compartir el petróleo en el seno de la OCDE pueden volverse mucho más riesgosos, porque las "nuevas grandes" pueden resultar menos cooperativas que las "antiguas". En segundo término, la identidad política de las "antiguas grandes" puede empezar a parecerse mucho, más por omisión que por elección, a la de las EPN. No tengo ningún entusiasmo por proponer una regla universal al respecto, pero podría sostenerse que "cuantas menos empresas representen a una superpotencia en el mercado mundial, tanto mayor será la identificación entre la empresa y el gobierno de su país".

Si se modifican las identidades políticas de las empresas, cambia también un aspecto importante de la cuestión de la seguridad. A diferencia de lo que ocurría en el primer escenario, los debates acerca del papel adecuado de los sectores público y privado ya no son tan importantes (ni tienen la misma potencialidad de generar divisiones). La frontera entre ambos se vuelve difusa. Es concebible que llegue a haber una variedad tan grande de tipos de empresas energéticas de gran tamaño, que resulte posible una división del trabajo más profunda que la que hubo hasta ahora.

En resumen, el tercer escenario analiza una posible reformulación de la propiedad y la estructura de las corporaciones para responder a mercados cada vez más politizados, con precios y participaciones de los diversos combustibles que son difíciles de predecir para cualquier período de cinco años. El crecimiento de las "nuevas grandes" hace algo más fácil el lanzamiento de los nuevos proyectos energéticos, muy caros y riesgosos. Además, al introducir un nuevo tipo de corporación petrolera, se redefine *de facto* el papel y la identidad de las empresas más convencionales. Esto acarrea implicaciones complicadas para la situación y el manejo de los intereses económicos y políticos de la OCDE.

Hay otro elemento, quizá más importante. En este escenario, los países exportadores de crudo y gas deben volver a analizar los méritos de sus políticas acerca de las sociedades industriales y de sus estrategias para mantener los precios a la vez que protegen sus participaciones individuales en los mercados. Cualquier estrategia de la OPEP para fijar precios supone la adopción de hipótesis (aunque sea implícitas) sobre cómo manejar las relaciones comerciales con las empresas energéticas de la OCDE. Es posible que las hipótesis que asumió la OPEP en los últimos años se hagan obsoletas, aun si los precios llegasen a recuperarse y a aumentar a un ritmo lento e intermitente.

Sea cual fuere el escenario que prevalezca en definitiva, comparto la creencia de oystein Noreng en que el marco institucional que rija las inversiones y el comercio de energéticos tendrá importantes consecuencias en el futuro del mercado mundial. En el mercado, las revoluciones pueden ocurrir de muchas formas. Quizá nuestra preocupación por los precios y las elasticidades de la oferta y la demanda nos impiden detectar un reordenamiento del marco institucional del mercado mundial de hidrocarburos.

COMENTARISTAS

Gilberto Escobedo

De principios de los setenta a la fecha, el mundo occidental se encuentra sumido en una situación de recesión casi permanente interrumpida por períodos breves de recuperación. En estas circunstancias, el futuro del petróleo y de las empresas petroleras se encuentra seriamente amenazado porque, de no haber una recuperación generalizada del mundo occidental, el futuro del consumo de energía derivado del petróleo no tendrá las mismas características que tuvo entre principios de los sesenta y el inicio de los setenta. Bajo estas condiciones, lo importante es preguntarse, primero, si los países industrializados pueden recuperar sus tasas de crecimiento económico de los sesenta. Como la respuesta es negativa, la siguiente pregunta es si el resto del mundo, los países en desarrollo, pueden vivir o aún subsistir en las condiciones de estancamiento de los países industrializados. Como esto no parece ser posible, bajo las circunstancias presentes, el futuro del petróleo está sumamente ligado al desarrollo de los países del Tercer Mundo.

Si los países del Tercer Mundo que no producen petróleo no encuentran demanda para sus productos de exportación, es muy difícil pensar que puedan obtener los recursos petroleros que requieren. Y si los consiguen, continuarán siendo persistentes y crecientes sus déficit en la balanza de pagos. Esto significa que el mundo que vemos hacia delante será de inestabilidad política y económica y de una situación difícil en materia de energía para los países en desarrollo. Así, se continuaría con la paradoja de un exceso global de productos petroleros al tiempo en que haya países que no tienen suficientes recursos para abastecer su demanda de energéticos y asegurar un crecimiento económico mínimo. En tales condiciones, el panorama general del manejo del petróleo, tanto por la OPEP como

por las corporaciones energéticas transnacionales que siguen dominando en gran medida el mercado petrolero mundial, cambia sustancialmente. Parece ser entonces que la atención estaría dirigida hacia otro tipo de esquemas de relaciones petroleras internacionales que los que hemos visto operando hasta ahora.

Creo que, a diferencia de lo que se señala en varios trabajos presentados en este Coloquio, el elemento realmente importante a vislumbrar en el futuro es la aparición y la expansión de las empresas petroleras públicas con su creciente influencia frente a las empresas energéticas privadas. ¿Que tanto van a crecer en el futuro las empresas petroleras públicas ya existentes en el sector de los energéticos y en particular del petróleo o cuándo van a aparecer las nuevas? Al parecer hay una tendencia bastante acentuada hacia la aparición de empresas gubernamentales. Por otro lado, cabe hacer notar también la dicotomía entre las empresas energéticas grandes llamadas multinacionales y las empresas medianas y pequeñas. Aquí parece ser también que los acontecimientos se van orientando cada vez más hacia la presencia en el mercado mundial de grandes empresas dominantes nuevamente en el mercado y hacia la desaparición o fusión gradual de las medianas y pequeñas que afrontan serias dificultades en un mercado sobreofrecido con utilidades relativamente bajas.

Entonces, parece haber dos grandes tendencias en el mundo petrolero actual: la primera hacia la aparición de empresas gubernamentales o mixtas y la segunda hacia el fortalecimiento de las empresas transnacionales con grandes activos e integradas a lo largo de todo el proceso de producción desde la exploración hasta la distribución de los productos finales al consumidor. En estas circunstancias, el mundo futuro que se perfila, que probablemente no está en ninguno de los escenarios que menciona el trabajo de Peter Cowhey, es el mundo dominado, por un lado, por gobiernos como consecuencia de las actividades de exploración y explotación de petróleo realizadas por empresas gubernamentales, y, por otro, por la presencia fortalecida de algunas empresas transnacionales. De aquí viene el verdadero conflicto que se presentará en el futuro y que parece tener una solución difícil en vista de la marcada diferencia entre las políticas energéticas de los distintos países. Mientras haya unos países que se dirigen hacia la liberación casi completa y absoluta de sus mercados energéticos, hay otros que tienden cada vez más hacia una mayor participación del estado y control estatal de los precios y la producción. Este conflicto tendrá que solucionarse durante los ochenta.

¿Quién saldrá ganando en este conflicto asegurándose la posición dominante? Pienso que, si efectivamente ocurriera una recuperación considerable de las economías occidentales que parece poco probable, quizá la prepotencia del dominio de las empresas energéticas transnacionales pudiera caracterizar el futuro de la economía petrolera mundial. Pero no siendo esa la perspectiva, parece que el camino más adecuado que de-

berían seguir las empresas petroleras es tener una participación pública cada vez mayor convertirse en empresas mixtas o empresas nacionales. Esto lleva al petróleo a una nueva dimensión en la que su manejo ya no obedece estrictamente a consideraciones comerciales sino se convierte en un manejo de relaciones internacionales entre distintos países. Según el punto de vista de muchos, tales desarrollos tienen una desventaja puesto que harían que las fuerzas del mercado no operen en toda su magnitud. Pero, por el contrario, tiene la ventaja de darle al petróleo su verdadera dimensión, puesto que va más allá de un simple trato comercial y tiene en cuenta el elemento social y político que lleva implícito el petróleo. Así, se vislumbraría para el futuro otro tipo de relación mucho más de gobierno a gobierno que de empresa a empresa. Esto plantea una perspectiva muy distinta de la que ofrece Cowhey. Habría una tendencia mucho mayor a la participación de gobiernos y de empresas de participación estatal en el mercado petrolero internacional y a un nuevo orden de manejo de los recursos petroleros. Todo esto tendría también repercusión sobre los recursos financieros que apoyarían el desarrollo del gas y del petróleo en el mundo. El tipo de recursos financieros que se utilizarían serían más recursos de tipo internacional público que recursos privados provenientes de la banca privada internacional como ha sido el caso en el pasado.

El dominio creciente de las empresas públicas en el mercado petrolero internacional permitiría quizá hacer más racional el uso del petróleo en el futuro una vez aceptada la premisa de que el petróleo no es un recurso privativo de aquellos que lo han encontrado y que lo han utilizado para sus propios fines. En estas circunstancias, la experiencia mexicana plantea una posibilidad interesante. PEMEX es una empresa 100% propiedad del estado. Como en México, ni los recursos ni las reservas petroleras tampoco son propiedad privada, es factible dar un uso más lógico a los recursos petroleros para abastecer la demanda interna de productos petrolíferos y petroquímicos y apoyar el desarrollo económico del país con el excedente financiero que se pudiera generar con los recursos petroleros. Para dar una idea, PEMEX en los últimos cuatro o cinco años ha contribuido en forma muy importante y creciente a apoyar las finanzas públicas tanto en lo que se refiere al déficit del gasto público como a la balanza de pagos de México. PEMEX es un ejemplo de un tipo de empresa pública que pudiera servir como pauta para el desarrollo futuro de algunos otros países, sobre todo aquellos del Tercer Mundo en donde los descubrimientos de recursos energéticos son cada vez mayores. En otras palabras, la opción que se presenta para el futuro está más entre un esquema típicamente comercial privado de dominio de unas empresas sobre otras en el mercado petrolero mundial *versus* un juego de otra dimensión mucho mayor entre gobiernos que permitiría el uso del petróleo para propósitos mucho más amplios que la simple compraventa de una mercancía.

Pierre Maillet

Al hablar del sistema energético mundial, hay que considerar cuidadosamente los distintos aspectos de contacto entre la energía y el resto de la economía.

Puesto que todos concordamos en que el petróleo, el gas y la energía en general son muy importantes para el conjunto de la economía, debemos también concordar en que es imposible analizar de manera adecuada la evolución del mercado petrolero sin estudiar su relación con el resto de la economía, más allá de limitarnos a comparar evaluaciones de pronósticos acerca de la oferta y la demanda y de extraer conclusiones de las discrepancias entre los pronósticos de precios, como se está haciendo en demasiados trabajos.

Hay tres aspectos de esta relación que me parecen de especial importancia: la relación entre el PNB y la demanda energética, el papel de los ingresos petroleros para los países exportadores y el papel de los gobiernos y sus acciones en los mercados energéticos.

La relación entre la tasa de crecimiento del PNB y la de la demanda energética ya se ha analizado cuidadosamente en este seminario. En particular, los comentarios de Alan S. Manne dan una buena visión de este asunto, y no me propongo repetir esas evaluaciones macroeconómicas.

No obstante, hay un punto que quisiera subrayar: la importancia de las diferencias de precios energéticos en las distintas partes del mundo para la relocalización geográfica de algunas industrias.

El aumento del precio mundial del petróleo en 1973 ha modificado considerablemente la situación relativa de los países, sobre todo la de los esencialmente autoabastecidos con respecto a los predominantemente importadores; la situación de Europa Occidental se ha deteriorado con respecto

a la de Estados Unidos, y más aún la de Japón. El aumento de 1973 tuvo un gran efecto en los costos de producción relativos de muchas industrias, como las de productos químicos, de cemento y de papel. El consecuente cambio de la distribución geográfica de tales industrias apenas está en sus comienzos.

Esta reubicación de actividades industriales puede afectar al sistema energético de tres maneras. El proceso de cambio de la división internacional del trabajo puede modificar la elasticidad del consumo energético con respecto al PNB (explica en parte la reducción de tal elasticidad en los últimos años);¹ puede constituir un medio para la diversificación de las empresas petroleras, sobre todo hacia la industria química, que todavía tiene enormes posibilidades de desarrollar nuevos productos y de expandir sus actividades, y, por último, puede proporcionar a los países productores de petróleo un modo interesante de promover su industrialización creando y desarrollando industrias intensivas en energía, sobre todo mediante el empleo de gas barato.

Es cierto que, durante mucho tiempo, los gobiernos se abstuvieron de intervenir (por lo menos oficial o públicamente) en los mercados energéticos. Esta situación se ha modificado debido a dos presiones: en primer lugar, la creación de la OPEP y la creciente intervención directa de los gobiernos de países exportadores han modificado el equilibrio de poder y han inducido a los gobiernos de países consumidores a asumir un papel más activo en este campo, que resulta evidente en la creación de la Agencia Internacional para la Energía y en las numerosas visitas de ministros o jefes de gobierno occidentales a las capitales de los países productores; en segundo lugar, en los países occidentales se han desarrollado sistemas de economía mixta, en los cuales son cada vez mayores las relaciones entre los gobiernos y las empresas, ya sean públicas o privadas.

Estoy seguro (no puedo pensar lo contrario) que este sistema de economía mixtas seguirá desarrollándose, si bien a distintas tasas y con diferentes formas en cada país, y que en un futuro no muy lejano aumentará el papel de los gobiernos en la regulación del mercado petrolero mundial.

No es evidente por sí mismo que esa creciente intervención ayude a mantener el orden y la estabilidad en los mercados energéticos: la interferencia en las relaciones económicas y políticas de los estados es un hecho

¹ Sin embargo no debemos olvidar que la causa principal de esta reducción es la caída de la actividad económica. Esto puede explicarse muy sencillamente. Computamos $E = Y^\mu$ y observamos una disminución de μ . Empero, el fenómeno real se explica mejor por $E = a_e - Bt$. Si tenemos $Y = e^{dt}$, deducimos que $E = e^{(\alpha\lambda - \beta)t} = Y \frac{\alpha\lambda - \beta}{\lambda}$, de donde $\mu = \alpha'' - \frac{\beta}{\lambda}$ y $\frac{\partial}{\partial \lambda} = \frac{\beta}{\lambda^2} < 0$. Si λ disminuye (enlentecimiento de la actividad económica), disminuye μ (declinación aparente de la demanda energética).

de la vida, pero la creciente institucionalización de tal interferencia no asegura automáticamente que las relaciones mejorarán. No obstante, existe la probabilidad de que la intervención aumente.

De modo que tenemos tres etapas en el control del mercado petrolero: por las empresas privadas hasta fines de los años sesenta, por la OPEP hasta fines de los ochenta y, después, por una combinación de empresas productoras, compradoras y gobiernos, similar el sistema que se genera, en escala mundial, en los mercados dominados por transnacionales.

Para volver a la ponencia de Cowhey, me sorprendió la importancia relativamente pequeña asignada en las hipótesis básicas al papel de los gobiernos. Quizá, además de los tres escenarios presentados, hubiese todavía lugar para un cuarto en el que se acentuase el papel gubernamental.

El segundo punto de importancia se refiere al papel de los precios del petróleo o, más bien, de los ingresos generados por el petróleo, para equilibrar el presupuesto y las balanzas de pagos de los países exportadores. En algunos países esta función tiene una importancia extrema.

Ya hemos comprobado que el mercado petrolero se parece cada vez más al de los productos básicos, con grandes fluctuaciones de precios. Esto podría generar dificultades considerables para muchos países; en lo interno, de orden presupuestario; en lo externo, por la balanza de pagos, y, en general, para la aplicación fluida de los planes de industrialización y desarrollo.

Por consiguiente, surgen en esta esfera problemas similares a los que se ventilan con tanto detalle en la UNCTAD con respecto a los productos básicos: cómo estabilizar, no tanto los precios, sino los recursos financieros generados por las exportaciones. Hubo un período durante el cual la preocupación principal de los países exportadores de crudo consistía en aumentar esos ingresos; a ese período puede sucederle otro en que el objetivo sea evitar las grandes fluctuaciones de los ingresos, sobre todo en los países de gran población, que necesitan poner en práctica planes de desarrollo agrícola e industrial para proporcionar empleo a su fuerza de trabajo y que requieren de divisas para importar los bienes de capital imprescindibles. Esto puede provocar una fuerte presión para incluir a los energéticos en las discusiones sobre productos básicos en el diálogo Norte-Sur, y buscar así una solución de alcance mundial. Ello es más probable si, como se ha sugerido, hay probabilidades de realizar descubrimientos en muchas zonas del mundo en la gama de los yacimientos no gigantes, lo cual tendrá como consecuencia que este problema de los ingresos petroleros afecte a un número cada vez mayor de países.

El tercer punto se refiere al papel de los gobiernos como actores importantes en asuntos petroleros. Con la señalada excepción de la ponencia de Wionczek y Serrato, que se refiere a las exportaciones de gas a Europa Occidental, todas las ponencias y sus comentarios se han concentrado en lo que ha ocurrido, o lo que podría ocurrir, en el mundo no comunista o

capitalista. En general, se acepta de partida que los ajustes de la oferta y la demanda tienen lugar primordialmente en el mercado (un mercado oligopolístico, por supuesto, con características de cártel), donde los gobiernos de los países consumidores casi no desempeñan papel alguno.

EL ÁMBITO POLÍTICO INTERNACIONAL PARA LAS INVERSIONES PETROLERAS

Edward L. Morse

En el decenio de los ochenta, el ámbito internacional para las inversiones en exploración y producción de petróleo será distinto al que imperó a fines de los sesenta y durante los años setenta. El ámbito que está surgiendo podría crear mejores oportunidades para las empresas privadas en varios medios extranjeros. Las pautas de los acontecimientos políticos y económicos serán muy variadas, mucho más de lo que parecía posible hace cinco años. Ello implicará que las empresas tendrán que ser más selectivas al analizar las oportunidades de inversión, optando por las más favorables y tratando de evitar las más adversas.

El contexto

La economía petrolera internacional de los decenios cincuenta y sesenta, dominada por los sistemas integrados de exploración, producción y distribución de las grandes empresas, se caracterizó por la expansión de la producción y la reducción del precio, a medida que se desarrollaban los nuevos yacimientos baratos, sobre todo en el Medio Oriente. Los incrementos de la capacidad de producción eran continuos; la demanda también creció significativamente, pero menos que la oferta. Cuando la demanda aumentaba a tasas inferiores a las previstas, o cuando disminuía como consecuencia de los ciclos económicos del mundo industrializado, las fluctuaciones eran absorbidas por los nuevos proveedores incrementales. En resumen, la carga del ajuste recaía en los gobiernos de los países productores en el exterior.

Por diversas razones, los factores subyacentes que apoyaban este sistema se deterioraron rápidamente a fines de los años sesenta y comienzos de los setenta. En términos económicos, los factores importantes fueron dos: la demanda de petróleo, estimulada por precios nominales y reales en disminución, comenzó a crecer con más rapidez que la oferta, y Estados Unidos se convirtió en un importador neto considerable de petróleo. Sin embargo, los factores políticos fueron aún más importantes. Los gobiernos de los países exportadores se negaron a seguir absorbiendo las variaciones de la demanda y a aceptar una participación marginal en la renta petrolera, al tiempo que una ola de nacionalismo económico inundaba al Tercer Mundo con las banderas de soberanía económica, redistribución de la riqueza y el ingreso, y organización de los mercados de productos básicos. La OPEP, al iniciar un mecanismo defensivo de respuesta ante las cambiantes pautas económicas, se convirtió en el principal proponente de las exhortaciones en favor de un Nuevo Orden Económico Internacional.

En los años setenta surgió una pauta definida. Desde el punto de vista económico, ocurrieron dos grandes trastornos del suministro, consecuencia de la prevista y creciente tensión del mercado petrolero ocasionada porque la demanda de las economías industrializadas y las no desarrolladas sobrepasaba a los aumentos de la oferta. Tales trastornos se tradujeron en dos agudos incrementos del precio; al principio, las compañías petroleras captaron la mayor parte de las incrementadas rentas, y después los gobiernos de los países productores se movieron rápidamente para "recapturarlas". Los países en desarrollo, urgentemente necesitados de reducir la carga de sus importaciones de crudo, ofrecieron incentivos a las empresas privadas para explorar y desarrollar sus recursos energéticos, pero en condiciones cada vez más rigurosas; a medida que se descubría y explotaba el petróleo, se convertían en medios cada vez menos favorables, pero por lo común mejores que los países de la OPEP. En algunos casos, como el de Angola, la situación totalmente desprotegida del país o la gran inestabilidad de su situación llevó a los gobiernos a ofrecer términos bastante generosos. En otros, como el de Perú, el nacionalismo económico dio como resultado la nacionalización de las empresas privadas extranjeras. En general, las condiciones políticas de inestabilidad en el mundo en desarrollo aumentaron el riesgo para la inversiones petroleras, muy intensivas en capital.

Además, en el decenio de los setenta apareció una nueva clase de actores que asumieron un papel de importancia en la economía petrolera internacional; las empresas petroleras nacionales. Al mismo tiempo, las empresas privadas integradas perdieron el acceso directo a las fuentes de suministro y destinaron una parte cada vez mayor de sus esfuerzos a la exploración, la producción y la distribución en sus propios sistemas internos. En los países industrializados, las empresas petroleras nacionales no se ocuparon solamente de las compras directas de gobierno a gobierno con los países productores, sino también de la exploración tanto en el territorio

nacional (donde a algunas, como Statoil o Petro Canada, se les asignaba un papel fundamental) como en el exterior (donde, gracias al apoyo del gobierno local y, muchas veces, a los subsidios del gobierno de su país de origen, disfrutaban de una favorable posición política).

No era sorprendente que las tendencias reseñadas parecieran inexorables y lineales en 1980; Sí lo fue en 1982 que parecieran complicarse tanto y tan abruptamente, aunque sin llegar a desaparecer.

Los nuevos patrones

El año 1981 nos recordó que, en muchos aspectos, el petróleo es una mercancía que, como otros productos básicos (estaño, cocoa, café), está sujeta a fluctuaciones de la demanda, la oferta y el precio. Debido a los permanentes aumentos del precio en el decenio anterior, tendíamos a olvidar que el crudo es una mercancía y a hacer hincapié en ciertos aspectos que lo singularizaban. Ha llegado la hora de volver a analizar las características políticas y económicas del mercado petrolero.

En el campo económico, los precios nominales de los años setenta, continuamente crecientes (a veces en espiral), modificaron sustancialmente los patrones de la demanda en el mundo industrializado. La demanda máxima de petróleo de la OPEP fue de 31 mbd y tuvo lugar en 1979. A mediados de 1981 era de 17.5 mbd, y no se espera que vuelva a alcanzar los niveles de 1979 antes de 1990, si es que alguna vez los alcanza. En el decenio en curso podrían volver a ocurrir trastornos en la oferta, pero los efectos previsibles en el precio serán menores que en el pasado, debido a diversos factores:

- La oferta de los países que no integran la OPEP ha estado creciendo a tasas mucho mayores que la de los miembros de la Organización, y es probable que las empresas de los países industrializados sigan prefiriendo a los primeros. Entre los integrantes de la OPEP, sólo Arabia Saudita puede aumentar significativamente su capacidad productiva, y es precisamente el país más vulnerable a eventuales trastornos en el decenio.

- Al eliminar los controles que pesaban sobre el precio del petróleo y prometer eliminar los del gas natural, Estados Unidos se ha reintegrado a la economía energética mundial. Como consecuencia, no sólo se espera que la demanda estadounidense disminuya mucho, sino que el tamaño y la influencia de su economía ejerzan nuevas presiones sobre los precios y las pautas de inversión en la industria petrolera, lo cual tiene tanta importancia, por lo menos, como la disminución de la demanda. Otra vez los precios resultarán muy influidos por lo que pueda obtenerse en el mercado energético más grande del mundo —Estados Unidos—, después de una década en que los subsidios internos a los hidrocarburos permitieron a la OPEP manejar el precio internacional con una autonomía considerable. Además, el

clima de inversiones en Estados Unidos se vuelve a establecer patrones internacionales, invirtiendo la tendencia de los años sesenta. Los precios internos del crudo y un sistema fiscal relativamente benigno hacen de ese país un medio mucho más competitivo para atraer inversiones que el de hace sólo tres años, estableciendo pautas ante las cuales otros gobiernos tendrán que responder.

- Los países industrializados han aprendido cómo cooperar mejor ante un trastorno en el suministro. La exitosa moderación de los precios que lograron después de estallada la guerra entre Irán e Irak indica que disponen de una mayor capacidad para manejar futuros trastornos de la oferta.

Para el próximo decenio puede esperarse que se presente uno de dos escenarios posibles. En primer lugar, las tendencias actuales señalan que el escenario más probable es el de un largo período de demanda floja. Si éste es el caso, no se generará el capital necesario para invertir en la exploración y producción de petróleo que se preveía hace un año, y mucho menos en las opciones de costo más alto. Al cabo del tiempo, el resultado será la subinversión, sobre todo si los precios reales decrecientes hacen aumentar la demanda en el decenio. Sin embargo, la perspectiva del nuevo desequilibrio entre oferta y demanda y del próximo aumento considerable del precio se habrá postergado por cinco años, cuando menos, y probablemente por más tiempo. En segundo lugar, las circunstancias políticas, sobre todo las del Medio Oriente, bien podrían dar como resultado un trastorno considerable del suministro, que establecería las bases para una nueva vuelta de aumentos del precio. Que se presente uno u otro de estos escenarios influirá de manera fundamental en el clima general para las inversiones en exploración petrolera.

Escenario I: Demanda floja y competencia por el capital

- Una característica principal del mercado energético en el corto plazo es la perspectiva de ganancias reducidas para las empresas privadas y nacionales y, por consiguiente, la necesidad de establecer con sumo cuidado sus prioridades de inversión. Esto no es un secreto para la OPEP ni, sobre todo, para el jeque Yamani, que está tratando deliberadamente de asegurar que el precio real del petróleo disminuya durante los próximos tres o cuatro años, precisamente para postergar la marea de suministros alternativos y reafirmar el papel de su país, tanto en la OPEP como en el mercado petrolero internacional.

- Hoy en día parece claro que, a la hora de confrontar las opciones de inversión, la prioridad más baja se asignará a los combustibles sustitutos. Al respecto Yamani tiene mucha razón: para liquidar el crecimiento acelerado de los combustibles sintéticos y de otras opciones de alto costo, lo mejor es asegurar que los precios reales del crudo disminuyan durante un

largo lapso. Para nuestras operaciones, la prudencia aconseja tomar como expectativa básica que los precios reales se mantendrán constantes, o aumentarán muy poco, durante un período considerable.

• Los sauditas parecen compartir esta lección, al aumentar continuamente su capacidad de producción hasta los 12.5 mbd.

El ámbito que surge: la competencia por el capital. Hay una tendencia superficial a creer que, al disminuir las perspectivas de utilidades, a las empresas privadas les convendría hacer sus inversiones en hidrocarburos en medios políticos "seguros", es decir, en otros países desarrollados como Canadá, Noruega o el Reino Unido. Empero, si se analizan con más profundidad las oportunidades de inversión, quizá se compruebe que serán mejores en el mundo en desarrollo que en las democracias industrializadas, donde el nacionalismo (es el caso de Canadá) y los altos impuestos (en los países del Mar del Norte) reducen las expectativas de rentabilidad de las nuevas inversiones.

Es probable que las reducidas perspectivas de ganancia de las empresas privadas y el atractivo clima nuevo para las inversiones en Estados Unidos induzcan a los países en desarrollo a competir entre sí por las inversiones de capital. El impulso para hacerlo provendrá del deseo de aumentar su propia producción de crudo, quizá hasta llegar a la exportación, para reducir (si no revertir) sus extraordinarios déficit de balanza de pagos. Podemos prever que, durante el próximo decenio, varios países en desarrollo reducirán significativamente el costo del ingreso para las empresas petroleras, las cuales verán mejorar en consecuencia su proyectada rentabilidad. También es previsible que los países en desarrollo acepten modificar la proporción de la renta petrolera que están dispuestos a dejar en manos de las empresas privadas internacionales. Por último, podemos prever que un número creciente de países productores, tanto de la OPEP como ajenos a ella, aumente los precios internos del petróleo y sus subproductos para acercarlos al nivel internacional, con el fin de reducir la demanda y aumentar las exportaciones de crudo, tanto por razones de balanza de pagos como de política económica interna.

Otra ayuda para el clima de inversión radicaré en la disminución de los fondos públicos disponibles para el desarrollo de hidrocarburos. Hace sólo dos años, parecía que el Banco Mundial y otras instituciones financieras internacionales aumentarían significativamente sus créditos destinados al desarrollo de hidrocarburos. Sin embargo, el déficit presupuestario de los países industrializados y la reducción del excedente colectivo de los países de la OPEP (en muchos casos incluso los déficit) están restringiendo gravemente los montos de capital disponibles para las instituciones públicas. La coalición que respaldaba el financiamiento público internacional se vino abajo, y no es probable que se reponga durante un lapso considerable. Ello estimulará a los países en desarrollo a mejorar las condiciones para el sector privado, sobre todo si el Banco Mundial desempeña efectivamen-

te el papel catalítico de recoger y armonizar un mayor financiamiento de ese sector.

Por otra parte, muchos países en desarrollo están empezando a aprender una lección de dos mil años de derecho comercial en Occidente: la santidad de los contratos. El mercado petrolero tenso había permitido a los países en desarrollo de la OPEP tomar medidas unilaterales en materia de expropiaciones y de los convenios de suministro de crudo. La debilidad actual del mercado hace sufrir precisamente a los mismos países que violaron la santidad de los contratos. En resumen, el mundo en desarrollo está comprendiendo el fundamento racional de esa santidad.

Ya se han producido cambios favorables en el clima de varios países para la inversión internacional. Angola, que era un estado "paria", sigue haciendo atractivo el desarrollo de los hidrocarburos para las empresas privadas; Perú, que a fines de los sesenta nacionalizó las actividades de las compañías internacionales, estableció una nueva ley de hidrocarburos que genera expectativas de ganancias mucho más favorables para las empresas que las que ofrece cualquier país industrializado. Podemos prever que los factores que llevaron a Perú a promulgar su nueva ley se difundan en el mundo en desarrollo —aunque no en todos los países—, lo cual haría más atractivo para las empresas privadas invertir en ellos.

Las empresas petroleras nacionales. Durante el último decenio surgieron, en todo el mundo, las empresas petroleras nacionales. Se crearon primero en los países industrializados, donde competían con las empresas privadas en la distribución del crudo y sus productos. Aparecieron después en las naciones en desarrollo, donde se convirtieron en el instrumento preferido para influir en la exploración y la producción, así como para participar en la distribución mediante las compras directas de gobierno a gobierno.

Para el próximo decenio podemos prever una reducción de la cantidad de EPN y una expansión de las actividades de las que subsistan. Ya está a la vista la reducción de la cantidad y de la gama de actividades de las EPN europeas y de algunas de países en desarrollo dedicadas a las compras directas y a otras actividades distributivas. Tal reducción proviene de la renuencia de los gobiernos a subsidiar a las empresas nacionales en una época de mercados flojos. En general, esta reducción será saludable para la economía mundial, en la medida en que crecerá el papel de las empresas no subsidiadas y en la que aumente la eficiencia global gracias a la desaparición de algunos actores ajenos al mercado petrolero.

Al mismo tiempo, es previsible una expansión de las actividades de las EPN en el desarrollo de hidrocarburos, sobre todo en el caso de las empresas que han tenido éxito en sus ámbitos nacionales. Es probable que empresas como Pemex, Statoil y Petro Canada se hagan mucho más internacionales y que participen en sociedades con empresas privadas y con otras EPN para explorar y producir, especialmente en el mundo en desarrollo.

Esta evolución es previsible por tres razones: primero, es probable que a las empresas privadas les atraiga la idea de extender su base de capital en actividades de exploración y producción y que las EPN les resulten socios inversionistas viables; segundo, también las EPN querrán trabajar con las empresas privadas, para aprovechar la experiencia de éstas; tercero, algunos países en desarrollo (incluso China, probablemente) se sentirán más "cómodos" si las empresas privadas que invierten en su país lo hacen en sociedad con empresas nacionales.

Esta evolución no debe resultar temible. En realidad, crea oportunidades para las empresas privadas que desean investigar en las fronteras del desarrollo, para que puedan hacerlo en sociedad con las EPN. Hay otro resultado benéfico probable: al participar en los mercados del Tercer Mundo, las EPN asumirán cada vez más la óptica de las empresas privadas, y comprenderán la necesidad de establecer con éstas relaciones más equilibradas o recíprocas, incluso en lo que se refiere a las inversiones en sus propios países de origen.

El decreciente papel de la OPEP. En el curso del próximo decenio pueden preverse tres acontecimientos con respecto a la OPEP.

Primero, es probable que se reduzca su participación total en el comercio internacional de crudo, sin que gane una porción importante en el comercio de subproductos y petroquímicos. Las inversiones internacionales que se hacen fuera de la OPEP han crecido —y seguirán creciendo— a tasas mucho más altas que dentro de ella. Es probable que las empresas de los países industrializados sigan prefiriendo el suministro de las naciones que no la integran.

Segundo, durante el decenio disminuirá el número de miembros de la OPEP en condiciones de exportar, a medida que aumente el consumo interno y que la producción se estanque o decaiga en algunos de los países que la integran.

Tercero, es previsible que el poder interno de la OPEP se concentre cada vez más en unos pocos países, los del Golfo (Arabia Saudita, Kuwait y los Emiratos Arabes Unidos, en particular), cuya proporción en la producción de la OPEP aumentará.

Este nuevo papel de la OPEP y las cambiantes circunstancias del mercado (sobre todo si el actual exceso de capacidad de producción se prolonga por todo el decenio) harán disminuir la influencia de la Organización en el establecimiento de los precios. En un mercado flojo, los precios se fijan cada vez más en el lado de la demanda, es decir, en el continente norteamericano y en los mercados europeos y del Mar del Norte. En un ámbito de este tipo, el papel de la OPEP consistirá en mantener mientras pueda un precio básico mínimo, y no en aumentarlo irreversiblemente cada vez que surja la oportunidad.

El mercado de futuros. La última característica que señalaré entre las que surgirán si se cumple este escenario es la reconstitución parcial del

mercado y la aparición de un mercado de futuros. Ya hemos presenciado el crecimiento descomunal del mercado de futuros de algunos productos petroleros, en especial el combustóleo para calefacción doméstica y el gasóleo. Hay varias razones que hacen prever el desarrollo de un mercado de futuros del crudo en el decenio; la más importante es que a varias EPN les resultará conveniente ese tipo de contratos.

Si persiste la actual sobreoferta, es previsible que los gobiernos de México y, quizá, Noruega y el Reino Unido prefieran que sus empresas nacionales vendan el crudo en futuros a seis meses, para reducir la incertidumbre de sus proyecciones de ingresos. Por el lado de los consumidores, es probable que varias instituciones públicas quieran comprar petróleo en el mercado de futuros con el objeto de lograr cierto grado de seguridad con respecto a sus gastos. En un mercado flojo, el de futuros también resultaría muy atractivo para varios países en desarrollo que son exportadores marginales. El objetivo fundamental de estas naciones sería lograr un ingreso estable sobre el cual apoyar los planes económicos internos. Nada puede asegurarles mejor un flujo estable que la contratación en un mercado de futuros.

No sería muy difícil poner en marcha este mercado; si se lograra, se atenuarían mucho las oscilaciones del precio con respecto a las que hemos experimentado en los últimos años.

Escenario II: Otro gran trastorno del suministro

El otro escenario posible para el próximo decenio sería el de una nueva interrupción grave del suministro. No es necesario un gran esfuerzo de imaginación para mencionar las posibilidades de que ello ocurra: el Medio Oriente ofrece varios ejemplos potenciales. Sin embargo, por las razones que hemos señalado más arriba, sólo las posibilidades más extremas (y menos probables) podrían tener un efecto en los precios, las condiciones de los contratos y las normas para la inversión comparables a los que tuvieron los trastornos de 1973-1974 y 1979-1980.

El cambio revolucionario y las interrupciones. En la década de los años ochenta, el trastorno *más probable* del suministro podría provenir del conflicto interno y la guerra civil en un miembro de la OPEP. En muchos de estos países, que están en vía de desarrollo, la rápida modernización de la sociedad ha creado inestabilidades internas; por tal razón, es probable que en alguno o algunos de ellos se produzca, durante el decenio, un cambio revolucionario. Ello es especialmente cierto en el caso de los países con población relativamente grande y de rápido crecimiento, para los cuales los ingresos petroleros constituyeron un elemento sumamente desestabilizador: han generado un rápido cambio social y económico, grandes desplazamientos demográficos internos (sobre todo urbanización), una brecha creciente

entre la demanda de empleo y las posibilidades de generarlo, y desarticulaciones económicas que tienen como consecuencia una tasa de cambio desproporcionada, un deterioro de la infraestructura agrícola y enormes importaciones de alimentos y bienes de consumo.

Los países en los cuales podrían ocurrir trastornos como los aludidos serían Nigeria, Indonesia, Irán e Irak. Empero, es muy improbable que los cambios revolucionarios tengan lugar en varios de estos países al mismo tiempo. En las condiciones previsibles de oferta y demanda para el decenio, dos o tres de estos países podrían desaparecer del mercado sin que los precios sufran un efecto significativo.

Así como la economía mundial se adaptó rápidamente a la guerra entre Irán e Irak en 1980, también podría ajustarse a la interrupción del suministro de otro país exportador, y aun al de varios, aunque ocurriese un trastorno por año hasta bien entrado el decenio.

Arabia Saudita y el Medio Oriente. Puede preverse que el Medio Oriente sea también una fuente de inestabilidad durante todo el decenio. A menudo suele señalarse a Arabia Saudita como una fuente probable de inestabilidad o de interrupción del suministro, aunque en modo alguno es la única.

Hay dos posibilidades de inestabilidad en Arabia Saudita. La primera consiste en que, como una repercusión de la exitosa revolución iraní y la no menos exitosa derrota a Irak, pudiera ocurrir a corto plazo un contagio en la provincia chiíta oriental de Arabia Saudita. En esa provincia ya es considerable el resentimiento popular contra la familia real. Sin embargo, el peor escenario insurreccional posible de la provincia oriental no es suficiente para generar pesimismo acerca de la supervivencia del régimen saudita o de una interrupción importante del suministro de petróleo. Es cierto que se trata de una región en la que el crudo abunda, pero la seguridad en los yacimientos es buena y mejora día a día; no es muy grande la posibilidad de que los terroristas ocasionen daños a los pozos. Puede preocupar un poco más la perspectiva de un año de ese origen a las instalaciones de carga, pero también esa posibilidad disminuirá con el curso del tiempo gracias a medidas que se adoptan en la actualidad (que incluyen la construcción del oleoducto a Yanbu y medidas directas de seguridad). En el peor de los casos, los trastornos civiles podrían reducir en unos 2 mbd el suministro saudita. Al mismo tiempo, no hay que subestimar la decisión y la habilidad del gobierno saudita para convencer con dinero a los insurgentes potenciales.

La segunda posibilidad, más preocupante en el largo plazo, es la de un cambio revolucionario en el reino. Y bien, supongamos que se produce la revolución saudita; ¿qué formas podría asumir? En este país no es probable que un nuevo régimen adopte el estilo del de Irán. Presumiblemente se trataría de una revolución de la clase media burguesa, parlamentaria y de funcionarios públicos, cuyos objetivos fundamentales radicarían en limitar la producción a 6 u 8 millones de barriles diarios para conservar los recur-

sos de la nación en beneficio de las futuras generaciones, limitar el gasto en armamentos y grandes proyectos industriales, y hacer al país más "independiente" de Estados Unidos. Es decir, también en este caso puede preverse cierta tensión mayor en el mercado, pero no un gran incremento del precio.

También podría producirse otro tipo de trastorno en la región del Golfo. El contagio de la insurgencia islámica afecta a todos los productores de la zona, especialmente a Bahrein. Kuwait es vulnerable a un ataque foráneo, sobre todo de Irak, a la subversión interna (insurgencia islámica, gran población de origen palestino) o a una revolución (burguesa, del estilo previsto para Arabia Saudita). Los EAU están en situación similar. No obstante, ninguno de estos escenarios produciría un trastorno de gran duración o de un monto considerable.

Son más problemáticas dos posibles guerras de gran escala. La primera provendría de la revolución iraní y de su intento de internacionalizar una guerra santa en toda la región. Empero, esa guerra exigiría al máximo los limitados recursos financieros y militares de Irán. Incluso un duopolio integrado por un Irán y un Irak reconciliados constituiría una coalición demasiado inestable para mantener la hegemonía en la región. La posibilidad de una grave interrupción del suministro sólo se presentaría si Estados Unidos y la Unión Soviética se viesen arrastrados a defender a sus aliados respectivos.

La otra posibilidad de conflicto internacional de gran escala en la región es la de una expansión de la guerra de Israel con Siria, que no parece probable en el futuro inmediato. Israel invadió al Líbano con dos objetivos limitados: destruir las bases palestinas de operación militar en el Líbano y hacer retirar las tropas y los cohetes sirios. Logrará hacerlo, lo cual le otorgaría cierto respiro. Sin embargo, su situación es problemática en el largo plazo. No ha logrado resolver las raíces de la cuestión palestina, ocupa territorios cuya población árabe crece con más rapidez que la judía, la emigración judía es mayor que la inmigración del mismo origen, y sus problemas económicos son inmanejables. Hay muchas complicaciones eventuales que serían muy peligrosas, que implicarían la participación de las superpotencias en una guerra generalizada en la región. . . y un grave trastorno en el suministro de petróleo. Estas complicaciones, empero, no pueden preverse para un plazo inmediato.

En resumen, hay posibilidades de que el mercado no se mantenga tan flojo durante mucho tiempo, pero no es probable que se materialicen en lo que resta del decenio en curso. Cuando esas posibilidades se concreten tendrán como resultado inevitable un aumento de los precios, un aumento inmediato de las utilidades de las empresas y el subsecuente estímulo a los gobiernos de los países productores para recapturar la renta del petróleo, lo cual generará a su vez un clima menos estable para las inversiones de las corporaciones petroleras. En el corto plazo, debido a las menores perspectivas de ganancias para las empresas, es probable que aumenten los estímulos para atraer a la inversión de capitales escasos.

VI

**REFLEXIONES SOBRE
EL COLOQUIO ACERCA DE LAS PERSPECTIVAS
DE LOS MERCADOS MUNDIALES DE HIDROCARBUROS**

REFLEXIONES SOBRE LAS PERSPECTIVAS DE LOS MERCADOS MUNDIALES DE HIDROCARBUROS EN EL DECENIO DE LOS OCHENTA*

Miguel S. Wionczek

1

El objetivo de este ensayo final es deliberadamente limitado. No se intenta formular un informe definitivo sobre el Coloquio de México, en el cual se registren y analicen los acuerdos y desacuerdos sobre el comportamiento posible de los mercados de hidrocarburos en los años ochenta, con el fin de llegar a cierto pronóstico para el decenio. Como bien señaló uno de los participantes en el Coloquio, las predicciones energéticas mundiales, regionales y nacionales se convirtieron, después de 1972, en una pesadilla para los encargados de formularlas; por consiguiente, a pesar de la abundancia de datos y la cantidad de proyecciones pasadas y actuales que se ofrecen en este volumen, no hay razón para caer en la trampa de aglutinar un gran conjunto de proyecciones diferentes en una especie de pronóstico "correcto por consenso".

El Coloquio no se organizó para llegar a un consenso semejante. Se pretendía, en cambio, hacer explícitas y analizar en detalle las dificultades de elaborar proyecciones razonablemente buenas del comportamiento probable del mercado y de sus principales segmentos, ya se tratase de regiones o de productos. En la vida real, las proyecciones se confunden a menudo con pronósticos, que después se emplean como elementos importantes en la formulación de políticas; por tal razón, el ejercicio emprendido por los participantes en el Coloquio tenía un objetivo de auto-educación, más que el propósito de ayudar a los responsables de políticas en el campo energé-

* El autor agradece al Dr. Oscar Guzmán, miembro del Programa de Investigación Energética de El Colegio de México, su ayuda en la preparación de la sección III de este trabajo.

tico en general, y en el de hidrocarburos en particular, ya fuera en niveles internacionales o nacionales.

Siguiendo la agenda del Coloquio, en este capítulo formularemos algunas reflexiones acerca de los tres temas principales que se discutieron en detalle:

1) problemas y dificultades metodológicos a los que deben enfrentarse quienes elaboran proyecciones del comportamiento futuro de los mercados mundiales de hidrocarburos, desde que su formulación se convirtió, en los años sesenta, en una disciplina cuasi científica;

2) visiones del futuro de los mercados de hidrocarburos en los dos últimos decenios de este siglo, a la luz de: a) los cambios estructurales ocurridos en los años setenta, tanto en la economía mundial como en la industria petrolera internacional, y b) la creciente sustitución entre las distintas fuentes energéticas, incluidos el gas natural, los hidrocarburos pesados y los combustibles sintéticos;

3) las perspectivas de los hidrocarburos no convencionales en el decenio próximo, durante el cual, a causa en parte del adelanto tecnológico en todos los campos energéticos, la escasez de crudo convencional podría desaparecer como problema en escala mundial, según algunos expertos.

II

Comencemos con el primer punto de importancia. Todas las proyecciones mundiales y regionales del comportamiento esperado de la demanda, la oferta, el comercio internacional y los precios de los hidrocarburos convencionales (el crudo ligero y a veces el gas natural), casi siempre elaboradas en los países industrializados de Occidente, se sujetaron a revisiones constantes en el periodo 1972-1981, a la luz de nuevas circunstancias y de nuevos datos que fueron surgiendo; sin embargo, todas estas proyecciones resultaron, en general, extremadamente deficientes en el mediano plazo (cinco a diez años) y por completo erróneas en un plazo más largo.

Sería muy fácil, aunque injusto, explicar las deficiencias y los errores de las proyecciones anteriores y su gran dispersión en cada momento determinado mediante los llamados factores políticos no cuantificables, es decir, inesperados. Las discusiones del Coloquio de México indican con énfasis que la mayor parte de esos defectos obedece a las metodologías empleadas por quienes elaboraron las proyecciones. La mayoría de éstas se construyeron alrededor de los cuatro factores determinantes que se consideraban decisivos para la demanda energética de los países occidentales industrializados: tasas de crecimiento económico, elasticidades energía/PIB, sustituibilidad entre combustibles y, en menor grado, precios mundiales de la energía. Como señaló Bijan Mossavar-Rahmani, en su análisis de casi 115 estudios y proyecciones de la oferta y la demanda de energía elaborados en los últimos diez años, las estimaciones de los cuatro determinantes

básicos mencionados cambiaron significativamente durante la década de los años setenta; por consiguiente, también cambiaron permanentemente las estimaciones de la demanda futura de petróleo en los países occidentales industrializados. Empero, incluso las proyecciones más recientes, elaboradas en 1981, resultaron de una utilidad muy limitada, quizá porque sus autores, como los participantes en el Coloquio, no pudieron explicar los graves trastornos que caracterizaron al mercado mundial de hidrocarburos en 1981-1982 ni su posible dirección e intensidad en el futuro.

Por lo menos en opinión del autor de estas reflexiones, quien ya a mediados de 1981 percibió la urgente necesidad de realizar este Coloquio con un temario muy definido, las características comunes más importantes del debate fueron: 1) una incertidumbre generalizada acerca de las perspectivas de largo plazo de los mercados mundiales de hidrocarburos, y 2) la consiguiente concentración de los participantes en las cuestiones de corto plazo. Muy pocos participantes estuvieron dispuestos a emplear sus conocimientos y a arriesgar su prestigio profesional analizando el posible mercado de hidrocarburos después del decenio en curso. El resto de los expertos, en su mayoría, sólo se sintió en terreno seguro al debatir los problemas del corto plazo: los escenarios posibles para el petróleo y el gas natural en los próximos tres a cinco años.

Quizá este sentimiento generalizado de incertidumbre tenga sus raíces en tres factores principales: primero, la insatisfacción con respecto al arte de proyectar (y predecir) la demanda y la oferta energéticas tal como se lo práctico durante casi diez años después del primer choque petrolero (1973-1974); segundo, el reconocimiento, en la mayoría de los casos intuitivo, de los cambios estructurales profundos pero no cabalmente comprendidos que ocurren hoy en día en el sector energético mundial, y tercero, la arraigada preocupación por el estado general de la economía mundial, que algunos definieron como crisis global y otros como un ciclo económico de tratamiento particularmente difícil.

¿Por qué resultaron tan equivocadas las proyecciones del mercado energético y de hidrocarburos formuladas después de 1972, comparadas con los acontecimientos reales de los diez últimos años? Quizá podamos responder la pregunta enumerando las principales limitaciones de tales proyecciones. La lista, larga pero no completa, parece indicar que la economía energética no sólo es una disciplina muy joven sino que tiene vínculos extremadamente débiles con otras ciencias sociales, como la economía política, así como con las ciencias exactas y aplicadas (investigación y desarrollo tecnológicos) que se ocupan de cuestiones energéticas.

Las proyecciones acerca de los mercados mundiales, regionales y nacionales de energía e hidrocarburos sufrieron desde sus comienzos, y siguen padeciendo los siguientes defectos principales:

- a) Presentan un cuadro muy agregado.
- b) Se concentran en las estimaciones del empleo y la disponibilidad del

petróleo convencional bajo hipótesis bastante estáticas sobre la evolución de las combinaciones de combustibles.

c) No otorgan la atención debida a la crudeza de los modelos ni a la debilidad y escasa confiabilidad de la base de datos.

d) Hacen equivaler casi a la región de la OCDE con la economía mundial, al considerar a la región de la OPEP (que a su vez equiparan, a todos los efectos prácticos, con el Medio Oriente) como el proveedor residual de hidrocarburos, dejando de lado en sus cálculos al "mundo no libre" (la URSS, el más grande productor mundial de hidrocarburos) y calificando de imposible de estudiar al mundo en desarrollo debido a la carencia de la información pertinente.

e) Otorgan poca atención (o ninguna) al adelanto tecnológico autónomo en el campo energético, hidrocarburos incluidos, como si el progreso tecnológico estuviese determinado exclusivamente por los cambios en los precios relativos.

f) Adoptan un enfoque convencional del problema del crecimiento o estancamiento de la economía mundial.

g) Omiten considerar, en cierta medida, que para los países en desarrollo que lo tienen, el petróleo no fue nunca un simple producto básico, como podrían serlo el plomo o el café, sino un producto político o muy pleno de implicaciones políticas.

Si se consideran todos estos defectos, es fácil concluir que las proyecciones del mercado de hidrocarburos elaboradas en los años setenta en los países occidentales industrializados, ya provinieran del sector público, del académico o del empresarial, resultarían de utilidad muy limitada para propósitos predictivos o de formulación de políticas. Sin embargo, ante la ausencia de proyecciones más refinadas, a menudo se las empleó como "pronósticos" técnicos, libres de juicio de valor, del comportamiento del mercado energético. Por lo menos, esto era lo que suponían sus usuarios en los gobiernos, en las oficinas matrices de las empresas petroleras y energéticas (tanto privadas como públicas) y, por supuesto, los compradores y vendedores de hidrocarburos en los mercados *spot*, así como los responsables de fijar los precios de la OPEP.

No obstante, no todas las proyecciones formuladas después del primer choque petrolero de 1973-1974 eran puramente técnicas ni estaban tan libres de juicios de valor. Y no sólo eso. Tampoco el pensamiento político de los responsables de establecer las políticas y los precios era tan racional como podían suponer los fabricantes de proyecciones. Vale la pena recordar un ejemplo de irracionalidad extrema. La sicosis de escasez petrolera que inundó a Estados Unidos a fines de la primavera de 1979 estuvo acompañada de toda clase de expectativas generalizadas sobre desastres políticos en el Medio Oriente después de la "caída" de Irán; se resumían en preguntas como éstas: ¿entrarán los rusos a Irán? ¿cuánto tardará Arabia Saudita en seguir el mismo camino? Estos temores, felizmente injustificados,

acerca de una interrupción del suministro de crudo a Occidente, fueron tan responsables del caótico comportamiento de los mercados en 1979-1980 como el divorcio creciente entre las proyecciones técnicas y el comportamiento real del mercado, divorcio que obedeció en buena medida a los defectos enumerados más arriba e incorporados a las propias proyecciones.

Hoy, en 1982, ya se admite en general que la reciente caída persistente de la demanda energética mundial (y, en especial, la de hidrocarburos) se debe en parte a los cambios estructurales de la oferta y de los usos de la energía, y en parte a la grave situación económica mundial. Sin embargo, nadie parece capaz de avanzar más allá de afirmar que las cosas se están poniendo cada vez peor en todo el mundo, en lugar de mejorar. Además, este pesimismo generalizado no es muy útil para quienes hoy elaboran proyecciones de la energía y los hidrocarburos. En opinión de este autor, seguirá sin respuesta durante mucho tiempo la cuestión crucial de la duración de la crisis económica mundial (mundial porque abarca también a las economías centralmente planificadas). En tales condiciones, toda proyección energética será aún más difícil y menos acertada que las formuladas en los años setenta. Estas incertidumbres adicionales subsistirán en tanto los economistas energéticos no reciban alguna ayuda de los economistas políticos e institucionales, así como de los tecnólogos en energía. Y quizá sea demasiado pedir que solicitemos y empleemos adecuadamente esa ayuda, dado que todos somos víctimas superespecializadas de una preparación monodisciplinaria.

Si fuésemos capaces de integrar toda la información pertinente, a lo mejor consideraríamos con más seriedad el efecto de los adelantos tecnológicos en el ahorro y la conservación de energía, en lugar de descartarlos con ligereza como un fenómeno que ya ocurrió y no se repetirá, como hicieron recientemente tantos constructores de modelos y proyecciones. Si Japón pudo poner en marcha el proceso de conservación ya en 1979, y logró absorber con relativa facilidad el "segundo choque petrolero", ¿por qué no podrían ocurrir acontecimientos similares en las otras economías industrializadas? En realidad, eso es precisamente lo que pasó en toda la región de la OCDE, con un rezago de aproximadamente dos años, como lo prueban los datos más recientes de la AIE. Si es cierto lo informado por el Instituto Americano del Petróleo a principios de junio de 1982, las importaciones de crudo de Estados Unidos en el primer trimestre de ese año cayeron a los niveles de 1971, sin que hubiese un incremento significativo de la producción nacional, lo cual indica no sólo la gravedad de la crisis económica de ese país sino el alcance de la conservación de energía y de la sustitución de combustibles.

Ante las pruebas acumuladas acerca del ahorro y la conservación de energéticos, es preciso preguntarse por qué tantos expertos tan serios siguen afirmando que sólo se requiere que el precio real del petróleo siga disminuyendo para que todo el proceso se revierta. En verdad, sería

necesario comprender en detalle los aspectos tecnológicos y las implicaciones del proceso de conservación energética para poder juzgar su futuro y opinar sobre muchos otros factores tecnológicos que afectan la demanda energética, la sustitución de unos combustibles por otros, la velocidad de la transición petrolera, etc.; factores que afectan en profundidad la demanda y la oferta mundiales, regionales y nacionales de energía e hidrocarburos.

Estas observaciones también son aplicables a otro determinante fundamental del comportamiento de los mercados energéticos: el estado y la dirección de la economía mundial. Después de unos diez años de proyecciones continuamente decrecientes sobre las tasas de crecimiento de la economía mundial, de fuentes tan disímiles como la OCDE, el BIRF y la UNCTAD, no hay señales de que los economistas que las formulan hayan llegado a algún acuerdo sobre las razones de esta disminución continua que, hay que reiterarlo, no se limita a las economías maduras industrializadas de Occidente sino que afecta tanto a la totalidad de los países menos desarrollados como a las economías centralmente planificadas.

En la época en que tuvo lugar el Coloquio de México, un lector cuidadoso de la prensa financiera internacional dispondría de la siguiente información:

1. La OCDE informó que el crecimiento económico de sus miembros previsto para 1982 sería de 0.3% en promedio, predicción inferior a la formulada en diciembre de 1981, de 1.25%, y a la real de 1981, que también fue de 1.25% para los países industrializados.

2. La CEPAL dio a conocer que el crecimiento económico de América Latina había sido cercano a cero en 1981, a pesar de la disminución de sus reservas de divisas y del aumento de su deuda externa en más de 150 000 millones de dólares.

3. La OIT informó que para el África sub-sahariana 1981 había sido el peor de los últimos cuarenta años, desde el punto de vista económico.

4. En el informe anual del Banco de Desarrollo Asiático se estimaba que el crecimiento económico de los países en desarrollo de la región, desde Corea del Sur hasta la India, había disminuido agudamente en 1981 con respecto a 1980.

5. La Comisión Económica para Europa, de las Naciones Unidas, hizo saber que la expansión económica de las economías centralmente planificadas del continente había sido de 1.6% en 1981, el porcentaje más bajo de todo el periodo de posguerra.

6. Según el GATT, el comercio mundial se había estancado en 1981, en gran medida a causa de la débil demanda de petróleo. El comercio internacional de crudo disminuyó por primera vez en 23 años. Si se excluye el petróleo, el comercio mundial aumentó 2.5%, es decir, mucho menos que el 4.5% que había crecido en 1980.

7. La producción mundial de crudo disminuyó 6.2% en 1981; la mayor

parte de esa caída se produjo en los países de la OPEP. La producción diaria de esta organización cayó de 26.83 millones de barriles en 1980 a 22.55 millones en 1981, un decremento de 15.9%. En el primer trimestre de 1982, la OPEP produjo menos petróleo que el resto del mundo no socialista por primera vez en su historia; además, en ese mismo periodo la tasa de caída de la producción, tanto de la OPEP como mundial, fue mayor que en el periodo comparable de 1981.

Si esta información no fuese suficiente para convencernos de que la recuperación de la economía mundial no está a la vuelta de la esquina, y ni siquiera la de los principales países industrializados de Occidente, en las semanas siguientes al Coloquio de México se difundieron las siguientes pruebas adicionales de la extrema fragilidad de la economía mundial:

8. El Comité de las Naciones Unidas para la Planificación del Desarrollo declaró, en mayo de 1982, que “los intentos de revivir a las economías de mercado de los países industrializados solucionando primero sus problemas internos de estancamiento, y postergando la atención a las necesidades de la economía internacional, resultaron llevar en sí el germen de su propio fracaso”; el informe concluía afirmando que la economía mundial corría el peligro de caer en una espiral descendente a consecuencia de las exageradas políticas anti-inflacionarias y del excesivo gasto en armamento.

9. El último informe del FMI sobre las perspectivas de la economía mundial, publicado a fines del mismo mes de mayo, predecía que ésta seguiría estancada durante 1983, y agregaba que sus desequilibrios eran cada vez más difíciles de solucionar.

10. La reseña anual de estadísticas petroleras que elabora la British Petroleum, denominada este año “Review of World Energy”, predice que la demanda mundial de crudo no se recuperará hasta fines de 1982 o, probablemente, hasta terminado el primer trimestre de 1983.

En este contexto de las tendencias económicas mundiales, es evidente la necesidad de someter a profundas reflexiones las visiones de los mercados de hidrocarburos en los dos últimos decenios de este siglo que propusieron en el Coloquio de México numerosos expertos de gran categoría provenientes de Estados Unidos, Gran Bretaña, Noruega, Venezuela, Italia, Japón y la Unión Soviética, entre otros países.

III

El tema principal propuesto para las ponencias que se presentarían al Coloquio era el estudio de las perspectivas del mercado internacional de petróleo hasta el año 2000; sin embargo, la mayoría de los participantes centró su análisis en las perspectivas para el decenio de los ochenta. Hubo un espectro muy amplio de proyecciones y pronósticos, debido a la complejidad del problema en discusión, a los muy distintos enfoques adoptados, a

la gran diversidad de variables económicas y políticas consideradas al definir las condiciones del mercado internacional, y a la enorme variedad de escenarios con respecto a las posibles interrelaciones de los diversos factores que influyen en el presente y el futuro del mercado. Son muy pocos los casos en que la similitud de los enfoques permite formular comparaciones cuantitativas de los escenarios propuestos. En consecuencia, en lugar de seguir con el juego de los números, intentaremos profundizar en los análisis presentados en el Coloquio que ayudan a aclarar la dinámica pasada y presente de las relaciones imperantes en el mercado, los criterios que predominan en las proyecciones de la oferta y la demanda de crudo y las incertidumbres que existen con respecto a la evolución futura de las variables consideradas. En estas reflexiones no se hará referencia concreta a las ponencias del capítulo II de este libro; se supone que el lector las conoce bien.

Los distintos ponentes de ese capítulo coinciden totalmente en un aspecto: todos consideran que las proyecciones y los pronósticos acerca de la evolución del mercado serán tan inciertos y difíciles de formular durante los años ochenta como lo fueron en el decenio anterior. En gran medida, la incertidumbre actual en este campo se debe a la gran transformación del mercado petrolero que comenzó en los años sesenta y que afectó a su estructura productiva, a la cantidad y la naturaleza de los actores institucionales en ese mercado y a las relaciones de poder entre esos actores que se reflejan en el comercio de petróleo entre países y entre empresas privadas y públicas.

Durante los decenios de los cincuenta y sesenta, el mercado internacional de petróleo estaba controlado por el cártel, integrado por unas pocas empresas transnacionales verticalmente integradas que manejaban la inmensa mayoría de las transacciones comerciales. Durante ese periodo, las empresas podían planificar sus actividades sobre la base de plazos medios y largos, estableciendo los mecanismos necesarios para equilibrar oferta y demanda y, en consecuencia, minimizando la posibilidad de trastornos en el suministro, lo cual implicaba una gran seguridad para los consumidores. En tal situación, las gigantescas empresas petroleras fijaban el precio, que no era afectado por las fluctuaciones de la demanda, puesto que éstas se trasladaban a los países productores, que las soportaban pasivamente.

Las condiciones de funcionamiento del mercado internacional de hidrocarburos se modificaron radicalmente en los años setenta. Los principales países productores nacionalizaron total o parcialmente la explotación de los recursos petroleros; la estructura vertical del sector, que se habían mantenido tanto tiempo, se desmanteló en sus propias fuentes; además, las empresas nacionales y los gobiernos de los países productores y consumidores así como muchas empresas independientes, asumieron el papel principal en el comercio petrolero. Hoy en día el mercado se caracteriza por una separación muy notoria entre productores y consumidores, en un marco muy asimétrico. Dejando de lado la industria petrolera de los países industrial-

zados de economía de mercado, la oferta está integrada por un pequeño número de países que son grandes productores y controlan una gran proporción de los recursos petroleros. Estos países han llegado a desempeñar un papel fundamental en la fijación de los precios del crudo, papel que antes correspondía a las empresas transnacionales. En el lado de la demanda hay una gran cantidad de países, muy diversos desde los puntos de vista geográfico, económico y político, junto a una cantidad creciente de empresas, públicas o privadas, grandes o pequeñas, transnacionales o no, que compiten entre sí por el crudo y algunos de sus subproductos.

El desmantelamiento progresivo de la estructura vertical previa del sector, la polarización y la asimetría entre productores y consumidores, la redistribución de la riqueza proveniente de la apropiación de la renta petrolera y el conflicto de intereses a que ello ha dado lugar, han ocasionado que la planificación y la regulación del mercado de hidrocarburos se haya vuelto más compleja y han abierto la puerta a los desequilibrios entre oferta y demanda y a las consecuentes fluctuaciones de los precios. Al mismo tiempo se exacerbaban las diferencias entre los mercados *spot*, de plazo y de largo plazo, lo que da como resultado un aumento de la inestabilidad potencial engendrado por las distintas medidas adoptadas para ajustar oferta y demanda. La estructura del mercado internacional de hidrocarburos se hizo más complicada aún al surgir el comercio del gas natural y, marginalmente, los crudos pesados y los combustibles sintéticos.

Estos cambios de gran alcance en la estructura del mercado, que empezaron a fines de los años sesenta, no están todavía completos; sin embargo, constituyen un marco de referencia ineludible para comprender la posible evolución futura del mercado.

En muchos sentidos, la actual correlación de fuerzas en el mercado internacional de crudo y gas favorece a los productores, a pesar de los inestables precios prevaletentes y de la continua disminución de la demanda de crudo convencional. Sin embargo, esta opinión es discutible, a la luz de los cambios que han ocurrido en el monto y la estructura de la demanda energética, así como de la diversificación de las fuentes de petróleo impulsada, entre otros factores, por las grandes empresas petroleras y por la aparición de nuevas fuentes energéticas.

Para proyectar la demanda mundial de energía e hidrocarburos, los autores de las ponencias presentadas en el Coloquio de México se vieron llevados a formular una evaluación previa de la demanda en el decenio de los setenta. Las razones de la inflexión y la posterior inversión de las tendencias de la demanda energética que comenzaron a mediados de los años setenta resultan bastante claras si se consideran los siguientes factores determinantes: los movimientos del precio de los energéticos, especialmente los del crudo; la caída de las tasas de crecimiento económico en varios países y regiones; la conservación y el empleo más eficiente de la energía como consecuencia de la aplicación de políticas energéticas nacio-

nales, y el creciente suministro de fuentes sustitutivas del petróleo y sus subproductos. En algunas ponencias se afirma que la causa principal de la caída de la demanda mundial de petróleo radica en el efecto negativo combinado de los precios crecientes en la actividad económica y del cambio en la estructura de la demanda proveniente de la sustitución del petróleo y de un mejor aprovechamiento de la energía. Empero, no es posible especificar en qué medida la reducción puede atribuirse, por una parte, a una combinación de factores tecnológicos y, por otra, a la crisis económica internacional, cuyos primeros signos ya se percibían a fines del decenio de los sesenta. La pronunciada caída de la demanda que tuvo lugar a principios del decenio en curso siguió a un corte en el suministro y a un aumento del precio causados por la revolución iraní y por la guerra Irán-Irak, pero también puede explicarse, en gran medida, por la disponibilidad de grandes inventarios acumulados en los principales países consumidores durante y antes de tales acontecimientos.

En general, en el Coloquio de México hubo acuerdo en que es imposible pronosticar la evolución de la demanda de crudo para los años ochenta con cierta credibilidad, dada la incertidumbre acerca del comportamiento de los factores que la determinan. La escasez y la variable calidad de los datos energéticos y económicos hoy disponibles complican más aún la actividad de proyección; este problema resulta particularmente grave para el análisis de la demanda de los países en desarrollo. Por consiguiente, los fabricantes de proyecciones insisten en que éstas no deben considerarse como predicciones, puesto que se basan en hipótesis sumamente discutibles con respecto a las variables de la oferta y la demanda, hipótesis que subyacen en los escenarios planteados. La metodología más empleada para proyectar la demanda sigue la técnica convencional de proyectar las demandas nacional, regional y mundial, y calcular la mayor medida en que tal demanda podría satisfacerse con fuentes energéticas nacionales distintas al crudo. Se supone que el petróleo sólo se emplearía para satisfacer la demanda energética residual.

Estas proyecciones abarcan a los países de economía de mercado, a los que se divide en dos bloques principales: los industrializados de la OCDE y las naciones en vía de desarrollo. En algunos casos excepcionales se incluyó a los países de economías centralmente planificadas, no sólo para el análisis de la demanda sino para construir el balance energético mundial. Al formular las hipótesis sobre las que se apoyan los escenarios de plazo medio y largo, se otorgó especial importancia a las tasas previstas de crecimiento económico de los dos bloques principales. Con la excepción de quien esto escribe y de algunos otros expertos, los participantes en el Coloquio de México preveían, en general, que los países industrializados comenzarían a salir de la prolongada recesión económica a fines de 1982. Por consiguiente, sus economías se recuperarían durante el año siguiente y, desde entonces, el crecimiento proseguiría de manera sostenida, aunque a tasas inferiores a las registradas durante el periodo de posguerra. Según la

misma línea optimista de pensamiento, también los países en desarrollo participarían en la recuperación económica mundial y el crecimiento de sus PIB tendría lugar a tasas más altas que en los países desarrollados. Conviene señalar que esta visión relativamente optimista del futuro de la economía internacional contrastó con la incertidumbre demostrada al respecto en numerosas discusiones verbales.

Incluso bajo los supuestos optimistas con respecto a la recuperación económica mundial, las proyecciones del crecimiento de la demanda mundial de petróleo fueron, en su mayoría, de 1% anual o menos. Sin embargo, algunos expertos estimaron que, hacia fines del siglo, el consumo de petróleo podría caer hasta la mitad del registrado en 1980, si se adoptasen medidas de racionalización en un contexto de precios elevados. Para los países de la OCDE, sólo en muy pocos casos se previó que la demanda de petróleo de 1990 fuese superior a la de 1980; no obstante, todos los analistas opinaron, con unanimidad, que en los países en desarrollo el consumo crecería con rapidez, sobre todo en los que disponen de grandes reservas de hidrocarburos y que subsidian de modo considerable el consumo interno.

En este punto es necesario formular una afirmación seria. Puesto que los países en desarrollo no están en condiciones de financiar el desarrollo de fuentes energéticas sustitutivas del petróleo, el funcionamiento de sus economías seguirá dependiendo de éste. Sin embargo, los expertos reunidos en el Coloquio de México no pudieron aclarar cómo harían estos países para pagar sus cuentas petroleras, continuamente crecientes, sin exacerbar más aún sus desequilibrios de balanza de pagos, sobre todo si se considera que su propia recuperación económica está tan estrechamente vinculada con la incierta salida de la crisis que atraviesan los países industrializados. Los créditos de largo plazo y el tratamiento preferencial concedidos por los miembros de la OPEP (quienes, a su vez, se enfrentan a una caída de sus ingresos petroleros) son insuficientes para sostener un crecimiento rápido de la demanda de crudo de los países en desarrollo. Puesto que la capacidad de crédito de estas naciones en los mercados privados de capital de Occidente está prácticamente agotada, es difícil que su demanda potencial de crudo pueda traducirse en una demanda real. Las hipótesis subyacentes en la mayoría de las proyecciones de crecimiento del precio real del crudo en el largo plazo contenían implícitamente el supuesto de un aumento permanente del consumo de los países menos desarrollados. Sin embargo, por extraño que parezca, tales proyecciones no tomaban en cuenta factores como el empeoramiento de los términos de intercambio de esos países, sus crecientes déficit en cuenta corriente o su endeudamiento externo.

En su conjunto, los participantes en el Coloquio expresaron expectativas de que, en los países occidentales industrializados, el creciente recurso a fuentes energéticas sustitutivas del crudo, junto a las medidas de conserva-

ción, redundarían en una reducción de las importaciones. Se pensó que las fuentes energéticas que sustituirán al petróleo y a algunos de sus productos serían el gas natural, el carbón y la energía nuclear. Las previsiones de la velocidad y el alcance regional de la sustitución variaron considerablemente. Las perspectivas de un incremento del consumo mundial de gas natural parecieron particularmente buenas a los participantes provenientes de los países de la OPEP y de la Unión Soviética, y a los que conocen bien las condiciones de los países en desarrollo con considerables reservas de ese recurso. En cambio, las proyecciones para la región de la OCDE indican un posible estancamiento de la demanda de gas natural; en algunos casos, incluso una reducción. Debe señalarse que en la propia región no hubo consenso al respecto: la AIE proyectó un aumento del consumo de gas natural en los dos decenios próximos. Muchos participantes pensaron que el porcentaje de la energía nuclear y del carbón aumentarían en la demanda energética mundial, a pesar de los problemas económicos, tecnológicos y ecológicos inherentes a ambas fuentes. La opinión optimista prevaleciente acerca de la futura sustitución del petróleo se apoyó en la afirmación de que no se escatimarían las inversiones necesarias, ni siquiera ante la posibilidad de nuevas reducciones del precio del crudo. En oposición a estas previsiones, en el Coloquio se oyeron voces que afirmaron que, en el caso de continuar la caída de los precios del crudo, las inversiones en hidrocarburos no convencionales y en combustibles sintéticos dejarían de justificarse desde el punto de vista económico, y sólo podrían continuar si recibiesen el apoyo de las estrategias energéticas de largo plazo de los gobiernos, materializado además en forma de subsidios.

El análisis de la evolución de la demanda en los próximos veinte años condujo a algunos expertos a preguntarse por la magnitud de los recursos convencionales aún no identificados. Los recursos conocidos se concentran en un número limitado de campos gigantes y supergigantes pertenecientes a unos pocos países. Algo así como 70% de las reservas conocidas se concentra en Arabia Saudita, Estados Unidos, la URSS e Irán y, en menor escala, en Kuwait, Venezuela y México. Las estimaciones más recientes de los recursos mundiales de hidrocarburos son mayores que los cálculos anteriores, pero todas caen dentro de una gama bastante estrecha. Según varios autores, esto se explica por la disponibilidad de datos geológicos mucho más completos y por mejoras en las técnicas de prospección y de interpretación de la información. La posición prevaleciente en el Coloquio con respecto a la magnitud de los "recursos definitivos" puede resumirse así:

- a) El monto del petróleo (y el gas natural) aún no extraído puede ser igual quizá al descubierto hasta la fecha.
- b) La mitad de ese monto está en cuencas conocidas (ya en producción o potencialmente productivas), en tanto que el resto está en provincias "fronterizas" todavía no exploradas o en medios hostiles al hombre.

c) Alrededor de la mitad del crudo y el gas natural por descubrir se encontrará en yacimientos que no son gigantes ni supergigantes, para los cuales se requiere de técnicas de prospección y producción más complejas y costosas.

En el Coloquio de México no se plantearon problemas con respecto a la satisfacción de la demanda proyectada de petróleo, en algunos casos hasta 1990 y en otros hasta el año 2000. Se otorgó prioridad a los productores que no integran la OPEP y se consideró que la producción de esta organización se dedicaría a satisfacer la demanda residual. A partir de este método de evaluar la contribución de ambos grupos a la oferta mundial de crudo, las proyecciones coincidieron en señalar que la de los países que no integran la OPEP seguirá aumentando hasta fin del siglo. Empero, las evaluaciones difirieron con respecto al papel de la OPEP, puesto que algunos autores consideraron que su aportación a la oferta mundial disminuiría progresivamente, en tanto que otros proyectaron un pequeño incremento de su producción hasta 1990 y uno mayor de 1990 al 2000.

En general se concordó en que el actual mercado internacional se caracteriza por un evidente exceso de oferta, ocasionado por una aguda caída de la demanda, explicable en parte (pero sólo en parte) por una disminución de los inventarios de los principales países consumidores. Con respecto a la posible vuelta al equilibrio del mercado, se consideró que el acuerdo de la OPEP de reducir su producción total debería conducir a una recuperación de la demanda a fines de 1982 (siempre que no siguiese deteriorándose la economía mundial), con la consiguiente desaparición del exceso de oferta. Varios autores consideraron que era prácticamente imposible predecir la dinámica de equilibrio del mercado mundial de petróleo. No obstante, hubo una especie de acuerdo en el sentido de que bien podrían ocurrir tensiones nuevamente, en algún momento anterior al año 2000. Las opiniones variaron acerca del momento en que tal cosa podría suceder: a mediados de los ochenta o a fines, durante los años noventa o a fines del siglo. Las diferencias de opinión se deben, en buena medida, a las distintas interpretaciones de dos factores fundamentales: por un lado, la evolución de la demanda y sus determinantes; por otro, la oferta de petróleo al mercado internacional, que depende en gran parte de la futura estrategia de la OPEP.

En términos generales se espera que, como ocurrió en el decenio de los setenta, dos grupos de países interactúen en el seno de la OPEP: los que tienen grandes reservas y procuran obtener aumentos moderados del precio, y los demás —que son muchos— con distintos montos de reservas pero que buscan aumentos mayores. Los miembros del primer grupo, entre los que se cuenta Arabia Saudita, han actuado de manera de regular las fluctuaciones de la demanda y el precio con objeto de asegurar cierto grado de estabilidad en el mercado, mediante una estrategia tendiente a mantener un flujo de ingresos petroleros en consonancia con sus planes internos de

expansión. En el Coloquio se opinó que las condiciones de la dinámica interna de la OPEP cambiarían considerablemente en el curso de los dos decenios próximos. El monto limitado de la reservas, combinado con el rápido crecimiento de la demanda interna, hará caer las exportaciones de países como Argelia, Indonesia, Nigeria, Ecuador y Gabón, con lo cual resultará reforzada la posición de los productores principales de la organización.

Arabia Saudita, Kuwait, Irán, Irak y México disponen de un margen de maniobra más amplio para definir el volumen de sus exportaciones a largo plazo. Se llegó a la conclusión de que los criterios para determinar los montos de exportación eran muy complejos; las consideraciones económicas son muy importantes, pero a menudo los factores políticos resultan decisivos. A pesar de que las decisiones principales sobre la regulación de la oferta mundial están en manos de un número limitado de países, se prevé que la incertidumbre acerca del futuro persistirá aún por mucho tiempo.

IV

¿Cuáles son las principales enseñanzas del Coloquio de México? La primera es, quizá, que las proyecciones mundiales y regionales (y en cierta medida también las nacionales) del comportamiento del mercado de energía e hidrocarburos en los plazos medio y largo siguen siendo un arte, más que una ciencia. La tarea de los fabricantes de proyecciones se ha complicado recientemente por la aparición de nuevos actores institucionales, por la atomización del mercado (tanto por el lado de la demanda como por el de la oferta) y por el permanente adelanto tecnológico en materia de sustitución entre combustibles. La atención que se otorgó en el Coloquio a las posibilidades de los hidrocarburos no convencionales proporcionó pruebas adicionales al respecto. Dados los nuevos refinamientos metodológicos, el arte de construir proyecciones será más difícil en el futuro de lo que fue en los años setenta.

La segunda enseñanza parece consistir en que la economía mundial ha avanzado más de lo que suelen creer los legos en su transición del petróleo convencional hacia una combinación de fuentes energéticas. Basta contemplar la planificación estratégica de las grandes transnacionales, antes petroleras y hoy energéticas en gran escala, para encontrar abundantes pruebas de la afirmación anterior. La magnitud de las reservas potenciales de hidrocarburos convencionales, subestimada durante los años setenta, combinada con la decreciente demanda de petróleo, indica claramente que, en tanto no tenga lugar una fuerte recuperación de la economía mundial, las posibilidades de un nuevo "choque" energético son bastante remotas. Y no es menos remota esa fuerte recuperación.

La tercera conclusión que podría extraerse es que ni los productores ni los principales consumidores de hidrocarburos parecen interesados (por distintas razones) en una caída aguda del precio real de los hidrocarburos convencionales. En las actuales condiciones de depresión del mercado, no puede excluirse por completo la posibilidad de que ocurran algunas pequeñas "guerras petroleras" entre los productores, pero parece muy improbable una competencia "a muerte" por los mercados disponibles. En el largo plazo, ciertos acuerdos informales entre los miembros de la OPEP y los productores que no la integran, así como entre éstos y los principales países consumidores, no parecen caer en la categoría de la ciencia ficción. Además, los conflictos potenciales entre las transnacionales privadas y las empresas petroleras nacionales quizá no sean tan inminentes como creen algunos.

Con respecto al programa de las investigaciones futuras de los economistas energéticos, surgen dos puntos de importancia. Es increíblemente poco lo que sabemos acerca de los costos reales de las nuevas tecnologías energéticas, sobre todo en el campo de los hidrocarburos no convencionales (arenas y esquistos bituminosos y combustibles sintéticos). Cierta conocimiento adicional en este campo ayudaría mucho a discernir la posible velocidad de la transición desde los hidrocarburos convencionales hacia las nuevas fuentes energéticas. El segundo punto acerca del cual el conocimiento de los economistas energéticos es virtualmente nulo es la demanda energética de los sectores militares de las economías nacionales. Al contemplar la amenazadora aceleración de la carrera de armamentos, no sólo entre los bloques enfrentados de países industrializados sino también entre las naciones en desarrollo, resulta evidente que está haciendo falta, desde hace tiempo, una investigación seria de los usos energéticos en los sectores militares de todo el mundo.

Este libro se terminó de imprimir en el mes de agosto de 1983, en el Taller de Comunicación Total, S.A., Yácatas 438, casa 2, Col. Narvarte 03020 México, D.F.
Se tiraron 1000 ejemplares más sobrantes para reposición. Diseñó la portada Mónica Diez Martínez.
Cuidó de la edición el Departamento de Publicaciones de El Colegio de México.



PROGRAMA DE ENERGETICOS

En la primavera de 1982, en vísperas del debilitamiento del mercado internacional de hidrocarburos, el Programa de Energéticos de El Colegio de México organizó en la Ciudad de México un Coloquio Internacional sobre las perspectivas de la demanda y de la oferta del petróleo, el gas natural y el comercio mundial de los hidrocarburos en general. Participaron en él más de treinta expertos, de los organismos internacionales y de las empresas petroleras públicas y privadas de todos los continentes, incluso los especialistas en las políticas de la OPEP.

El presente volumen, resultado del Coloquio, ofrece el análisis de cinco temas de particular relevancia para el comportamiento de los mercados de hidrocarburos en los ochenta:

1. Las lecciones que nos dejan las proyecciones de la demanda y la oferta energéticas mundiales formuladas de 1972 a 1982, en las que se hace hincapié en el petróleo y el gas natural.
2. Las condiciones que prevalecerán, durante los años ochenta, en la oferta y la demanda mundiales de petróleo y gas natural en los Estados Unidos, Europa Occidental, Japón, la Unión Soviética, los nuevos grandes productores de crudo no integrados a la OPEP y los miembros de la OPEP.
3. El presente y el futuro del gas natural.
4. El desarrollo reciente y las perspectivas de los hidrocarburos pesados.
5. Las estrategias petroleras de las grandes corporaciones energéticas internacionales después del surgimiento de la OPEP.