
recursos naturales e infraestructura

Tendencias recientes del
mercado internacional del petróleo

Ariela Ruiz Caro



División de Recursos Naturales e Infraestructura

Santiago de Chile, diciembre de 2003

Este documento fue preparado por Ariela Ruiz Caro, consultora de la División de Recursos Naturales e Infraestructura de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe, CEPAL.

Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad de la autora y pueden no coincidir con las de la organización.

Publicación de las Naciones Unidas

ISSN impreso 1680-9017

ISSN electrónico 1680-9025

ISBN: 92-1-322300-5

LC/L.2021-P

N° de venta: S.03.II.G.183

Copyright © Naciones Unidas, diciembre de 2003. Todos los derechos reservados

Impreso en Naciones Unidas, Santiago de Chile

La autorización para reproducir total o parcialmente esta obra debe solicitarse al Secretario de la Junta de Publicaciones, Sede de las Naciones Unidas, Nueva York, N. Y. 10017, Estados Unidos. Los Estados miembros y sus instituciones gubernamentales pueden reproducir esta obra sin autorización previa. Sólo se les solicita que mencionen la fuente e informen a las Naciones Unidas de tal reproducción.

Índice

Resumen	5
Introducción	7
I. Evolución del mercado internacional del petróleo	9
A. Antecedentes.....	9
B. El mercado petrolero en el nuevo milenio.....	20
II. Comportamiento de los principales actores del mercado	37
A. Países productores	37
B. Comportamiento de la industria petrolera	45
III. El petróleo como recurso estratégico en la definición de políticas energéticas	51
A. La política energética en Estados Unidos	51
B. La política energética en la Unión Europea	55
IV. Dependencia y estabilización de precios: desafíos para América Latina y el Caribe	59
A. Participación de la región en el mercado internacional del petróleo	59
B. La necesidad de diseñar una política energética	67
Síntesis y conclusiones	71
Bibliografía	75
Serie recursos naturales e infraestructura: números publicados	79

Índice de cuadros

Cuadro 1	Consumo mundial de energía primaria: 1947-1999	11
Cuadro 2	Producción de petróleo, por región y por país: 1990-2025	29
Cuadro 3	Cuotas de producción de petróleo vigentes en la Organización de países productores de petróleo (OPEP).....	42
Cuadro 4	Mayores productores y exportadores netos de petróleo	44
Cuadro 5	Reservas probadas, producción y horizonte de producción de Petróleo, por regiones: 1980-2000	61
Cuadro 6	Capacidad de refinación de crudo en países del Caribe.....	63

Índice de recuadros

Recuadro 1	Mecanismo de banda de precios de la Organización de países productores de petróleo (OPEP).....	40
Recuadro 2	Los tres mayores exportadores netos de petróleo fuera de la Organización de países productores de petróleo (OPEP).....	45
Recuadro 3A	Programa ALTENER para promover la energía renovable en la Unión Europea.....	58
Recuadro 3B	Programa SAVE sobre Eficiencia Energética en la Unión Europea.....	58
Recuadro 4	Programa de Cooperación Energética para los Países de Centroamérica y el Caribe o Acuerdo de San José.....	62
Recuadro 5	Modalidades de inversión de las empresas transnacionales petroleras en América Latina y el Caribe.....	65
Recuadro 6	Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo en Chile.....	69
Recuadro 7	Negociaciones para atenuar el impacto del incremento de los precios del petróleo en Argentina.....	70

Índice de gráficos

Gráfico 1	Evolución de los precios del petróleo: 1970-2003.....	12
Gráfico 2	Producción mundial de energía y de petróleo: 1980-2001.....	14
Gráfico 3	Producción de petróleo en países de la OPEP y fuera de la organización:1970-2002.....	15
Gráfico 4	Producción y consumo de petróleo en Irak: 1980-2002.....	27
Gráfico 5	Producción y consumo de petróleo en Rusia: 1992-2002.....	31
Gráfico 6	Producción de petróleo en Guinea Ecuatorial: 1992-2001.....	35
Gráfico 7	Evolución de la producción de petróleo de la Organización de países productores de petróleo (OPEP): 2000-2003.....	40
Gráfico 8	Evolución de la canasta de precios de la Organización de países productores de petróleo (OPEP): enero 2001- agosto 2003.....	41
Gráfico 9	Integración de las compañías petroleras multinacionales y la Unión de Repúblicas Socialistas Soviéticas (ex URSS) entre 1970 y 1980	47
Gráfico 10	Importaciones de petróleo de Estados Unidos, por origen.....	52
Gráfico 11	Evolución del consumo y producción de petróleo en Estados Unidos: entre 1970-2002.....	53
Gráfico 12	Importaciones de petróleo crudo de la Unión Europea, por origen.....	56
Gráfico 13	Reservas probadas en América Latina y el Caribe.....	60
Gráfico 14	Producción de petróleo en América Latina y el Caribe.....	61
Gráfico 15	Exportaciones de petróleo de América Latina y el Caribe.....	65
Gráfico 16	Participación de América Latina y el Caribe en las importaciones de petróleo crudo de Estados Unidos.....	65

Resumen

Los objetivos de este estudio son identificar las tendencias del mercado internacional del petróleo, evaluar los posibles efectos que podrían derivarse del conflicto con Irak y analizar el comportamiento de los principales actores del mercado, con el fin de describir el escenario que probablemente caracterizará la formación de los precios internacionales del petróleo. Asimismo, se busca proporcionar algunos elementos de juicio que pongan en evidencia la necesidad de que América Latina y el Caribe dispongan de una política energética en la que, de ser posible, se incluya algún tipo de mecanismo que permita hacer frente a las bruscas fluctuaciones de los precios del petróleo que podrían presentarse en un futuro cercano.

El estudio comprende cinco partes. Luego de la presentación general del contenido del mismo, se efectúa un análisis sobre la evolución del mercado internacional del petróleo, desde antes del surgimiento de la Organización de países exportadores de petróleo (OPEP) hasta los últimos acontecimientos derivados del conflicto con Irak.

La tercera parte, se describe el comportamiento de los principales actores del mercado del petróleo. Se tratan los intereses comunes y conflictos entre los países miembros de la OPEP y los productores independientes, así como las divergencias de intereses al interior de ambos grupos. Además, se estudian las circunstancias que determinan la actuación de las empresas petroleras, tanto privadas como estatales.

Con el fin de destacar la importancia que reviste garantizar el suministro de petróleo en los países industrializados, en la cuarta parte del documento se describen algunas acciones de las políticas energéticas de Estados Unidos y la Unión Europea. En ambos casos, la provisión de petróleo reviste un carácter estratégico.

Finalmente, se examina la participación de América Latina y el Caribe en el mercado internacional del petróleo, las perspectivas de la región como potencial productor y exportador a nivel mundial y la necesidad de fortalecer una estrategia que garantice el suministro de petróleo, toda vez que la mayoría de los países de la región son importadores netos de este recurso.

Introducción

La mayoría de países de América Latina y el Caribe no posee reservas de petróleo, y por lo tanto, necesita importar prácticamente la totalidad de su consumo. Es el caso de Paraguay, Uruguay, Chile, todos los países de América Central, salvo Guatemala que se autoabastece, y la mayor parte del Caribe. En algunos casos como Perú y Brasil, en menor medida, se importa parte del consumo, ya que la producción interna no es suficiente. Sólo Venezuela y México concentran juntos más del 80% de las reservas de la región, mientras que Brasil, Ecuador, Argentina y Colombia participan del resto.

El petróleo es un recurso extinguido, y se prevé que en las próximas décadas continuará siendo la principal fuente energética, seguida por el gas que tendrá una tendencia creciente. A diferencia de los países industrializados, los países importadores de crudo de América Latina y el Caribe, salvo algunas medidas aisladas en algunos de ellos, no han instrumentado programas energéticos que incluyan la utilización de fuentes alternativas al petróleo, o un uso eficiente del mismo. Tampoco se dispone de una política de stocks de crudo, ni de mecanismos que permitan sobrellevar las fluctuaciones de los precios del petróleo. Los países industrializados, especialmente Estados Unidos y los de la Unión Europea, han desarrollado políticas energéticas en las que se considera al petróleo como un recurso estratégico. Estas políticas incluyen programas para el uso eficiente de energía, desarrollo de fuentes energéticas alternativas, entre otros.

Los períodos de precios altos afectan negativamente a la mayoría de países de la región, debido al intensivo consumo energético que estos realizan, especialmente si se los compara con los países miembros de la OCDE, cuya intensidad en el consumo

energético registra una tendencia decreciente. En la OCDE, ésta se ha reducido, en promedio, a la mitad desde inicios de la década de los setenta a la fecha.

Un crecimiento de la cuenta de importaciones petroleras como producto de un alza de precios puede conducir a una desestabilización en la balanza comercial y alimentar la inflación. Asimismo, al incrementarse los precios internos de los productos derivados del petróleo, se afectan los costos de producción de todas las industrias, lo que conduce a una caída en la competitividad internacional de las exportaciones.

Por ello, el significativo incremento de los precios del petróleo durante el primer trimestre de 2003 se convirtió nuevamente en tema central de las decisiones de política económica en los países importadores. En esta oportunidad, el alza de precios estuvo determinada por una disminución en la oferta de crudo debido a la paralización de la producción durante dos meses en Venezuela, algunas interrupciones esporádicas en Nigeria, y el bajo nivel de inventarios de crudo en los países de la OCDE. Sin embargo, los factores geopolíticos como las tensiones políticas antes del inicio de la guerra en Irak, y factores especulativos, sobre todo en los mercados de futuros, tienen preponderancia en la formación de los precios. En tanto no se alcance la paz en Irak, es probable que los precios se mantengan en niveles relativamente altos. Sin embargo, en la medida en que el país esté en capacidad de reanudar y aumentar sus exportaciones, escenario que parece improbable, al menos en el corto plazo, la oferta petrolera se incrementará, presionando los precios a la baja.

En el contexto que se ha descrito, este trabajo tiene como objeto identificar las tendencias del mercado internacional del petróleo, evaluar los posibles efectos que podrían derivarse de la situación en Irak y analizar el comportamiento de los principales actores del mercado, con el fin de describir el escenario que probablemente caracterizará la formación de los precios internacionales del petróleo. Asimismo, se busca proporcionar algunos elementos de juicio que pongan en evidencia la necesidad de que América Latina y el Caribe disponga de una política energética en la que, de ser posible, se incluya algún tipo de mecanismos que permitan hacer frente a las bruscas fluctuaciones de los precios del petróleo que podrían presentarse en un futuro cercano.

I. Evolución del mercado internacional del petróleo

A. Antecedentes

1. Antes del surgimiento de la OPEP

A principios del siglo XX, Europa Occidental y Estados Unidos cubrían sus necesidades energéticas con recursos propios como el carbón, y en el caso de Estados Unidos, con el gas natural y el petróleo existentes. Es en este último país donde surgen las grandes compañías petroleras que, en su búsqueda por yacimientos con mayores índices de productividad, incursionan en el Medio Oriente.

En efecto, a principios del siglo pasado, la existencia de petróleo en países en desarrollo era prácticamente desconocida, y recién en 1910 se empieza a producir este recurso energético en estos países. Las compañías petroleras inglesas y norteamericanas crean en 1928 un cártel internacional, conformado por las siete mayores compañías petroleras internacionales, conocidas como las Siete Hermanas: *Standard Oil of New Jersey* (denominada Exxon en 1973); *Socony Mobil Oil*; *Standard Oil of California* (SOCAL); *Gulf Oil*; *Texaco*; *Royal Dutch Shell*; y *British Petroleum*. Las cinco primeras, de capitales estadounidenses; la sexta de capitales anglo-holandeses; y, la última, de capitales británicos.

Después de la Segunda Guerra Mundial, tanto Estados Unidos como Europa empiezan a satisfacer sus necesidades energéticas con petróleo importado, a bajos precios. Éste se adecuaba de forma más

eficiente a la industria en general, especialmente a la del transporte. Hasta principios de la década del setenta, el precio de producción del crudo extraído en Estados Unidos era casi tres veces más elevado que el precio del crudo del Golfo Pérsico. Tanto en Europa como en Estados Unidos, los costos de extracción del carbón eran más elevados que el petróleo importado, hecho que dio lugar a un constante incremento de su demanda.¹

Los países importadores de petróleo fueron desplazando su producción de recursos energéticos locales por petróleo importado, a menor precio, lo cual determinó el cierre de un conjunto de minas de carbón y altas tasas de desempleo en los sectores productores de energía. No obstante, el bajo precio de la energía originada en los yacimientos de crudo del Golfo Pérsico, no eliminó totalmente del mercado a las otras fuentes energéticas de costos más altos (el crudo estadounidense y el carbón del mismo origen, así como el europeo) debido a las cuotas, importaciones y subsidios fijados por los Estados nacionales consumidores.

Los precios del petróleo pudieron mantenerse bajos no sólo por la alta productividad y la concentración de la actividad extractiva en los yacimientos del Golfo Pérsico, sino también debido a la necesidad de imponerlo en el mercado y desplazar al carbón, a la aparición de nuevas compañías independientes del cártel, y a la aparición del petróleo soviético en el mercado.

El largo período de prosperidad y vertiginoso crecimiento económico que siguió a la segunda guerra mundial, y que se prolongó hasta comienzos del decenio de los setenta, no hubiera alcanzado la magnitud que tuvo si los reducidos precios del petróleo no hubieran desplazado al carbón. El creciente consumo del petróleo facilitó las tareas de reconstrucción y posterior crecimiento de las economías de Europa y Japón durante los veinticinco años posteriores al fin de la segunda guerra mundial. Por otro lado, además de las ganancias de las compañías petroleras multinacionales, los gobiernos de los países industrializados descubrieron que las importaciones masivas de petróleo cumplían con un doble objetivo: proteger sus propias reservas de combustibles de origen fósil, e incrementar sus ingresos tributarios a través de los impuestos aplicados a las importaciones petroleras. Mientras tanto, los gobernantes de los países petroleros competían entre sí para aumentar sus ingresos, dando lugar a que las compañías petroleras explotaran sus reservas de petróleo.²

De esta forma, después de la segunda guerra mundial, hasta 1973, el consumo mundial de energía se incrementó rápidamente, a una tasa promedio anual de 5%, similar a la tasa de crecimiento real de la economía. Durante ese período, el consumo de gas y petróleo creció más rápido que el total de consumo energético, a un promedio de 7,5% por año. Luego de la primera crisis del petróleo, su consumo decreció significativamente, registrando un nivel menor al 1% anual entre 1973 y 1999, (Robinson, 2003).

La creciente demanda internacional de petróleo prevaeciente entonces, era satisfecha por nuevas concesiones que los países productores otorgaban con el fin de lograr mayores ganancias, ya que las regalías petroleras eran determinadas con base a los precios de referencia que eran fijos. El otorgamiento de nuevas concesiones generaba a su vez una sobreoferta de petróleo que daba lugar a una depresión en los precios, lo cual generaba menores ganancias a las compañías internacionales.

¹ Ver Ruiz-Caro, A., El papel de la OPEP en el comportamiento del mercado internacional del petróleo, Serie Recursos Naturales e Infraestructura N° 21, CEPAL, 2001.

² Ver Massarrat, M., OPEP, Tercer Mundo y países capitalistas en Investigación Económica 157, julio septiembre de 1981, Revista de la Facultad de Economía, UNAM, México

Cuadro 1

CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA PRIMARIA: 1947-1999

	1947		1973		1999		Incremento Promedio Compuesto Anual (%)	
	mtoe*	% del total	mtoe	% del total	mtoe	% del total	1947-73	1973-99
Petróleo	422	28,3	2798	50,2	3462	40,6	7,5	0,8
Combustibles Sólidos	942	59,8	1550	27,8	2130	25,0	1,9	1,2
Gas Natural	153	10,3	1066	19,1	2064	24,2	7,7	2,6
Nuclear	-	-	49	0,9	651	7,6	-	10,5
Hídrico	25	1,6	113	2,0	227	2,6	5,9	2,7
Total	1542	100,0	5576	100,0	8534	100,0	5,1	1,7

Fuente: Colin Robinson, "Oil and gas producing countries in the twenty-first century" Paper at conference on 'Gulf Co-operation Council Economies: 21st Century Opportunities', King Faisal University, Hofuf, Saudi Arabia, February 13-14, 2001.

Nota: * Million Tonnes of Oil Equivalent

Es así que, con el fin de incrementar sus ganancias, las compañías petroleras intentaron reducir los precios de referencia del petróleo a partir de 1958. Esta política de disminuir los precios de referencia tenía como objetivo, además, evitar el ingreso de nuevas compañías y reducir la competitividad del petróleo en otras regiones, especialmente del petróleo que exportaba la Unión Soviética.

La decisión unilateral de la compañía British Petroleum de reducir dicho precio en un 10% en 1959, y una reducción adicional en agosto de 1960, fueron hechos significativos que impulsaron la creación de la OPEP. El desarrollo capitalista de las naciones petroleras y la creciente demanda mundial habían creado las condiciones para que las clases dirigentes que controlaban el Estado en los países del Golfo Pérsico, asumieran un papel más activo en la explotación petrolera, en la conformación de los precios, y en la apropiación de la renta petrolera.³

2. El mercado de petróleo después del surgimiento de la OPEP

La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP)⁴, fundada en 1960, fue la primera asociación de países exportadores de materias primas. Sus primeras acciones estuvieron destinadas a evitar nuevas bajas en el precio del crudo, inducidas hasta entonces por las compañías petroleras, a pesar de la creciente demanda internacional.

En 1970, se plantearon propuestas tendientes a indexar los precios del petróleo, ya sea a una canasta de productos manufacturados de los países industrializados, o a los tipos de cambio de éstos. Asimismo, se adoptó un plan quinquenal de producción (1971-1975) con miras a que los aumentos en la producción de petróleo se produjeran de forma racional, en concordancia con las estimaciones del crecimiento de la demanda mundial. Para entonces, la OPEP ya concentraba 90% de las exportaciones de petróleo a nivel mundial y su participación en la producción mundial se había incrementado de un 28% en 1960 a un 41% en 1970.

El contexto inflacionario prevaleciente en Estados Unidos y en los países industrializados como consecuencia de la instauración en 1973 de los tipos de cambio flotantes, luego del fin del

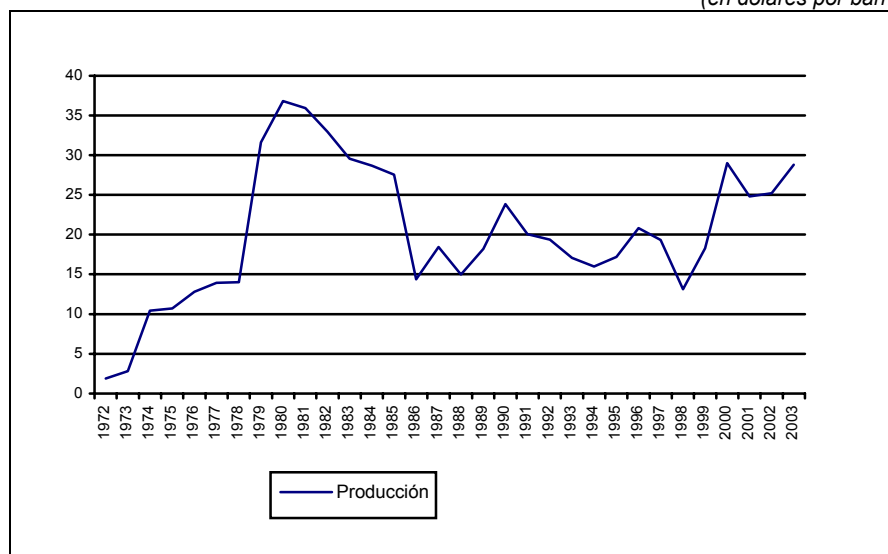
³ Ábalo, C. Hipótesis sobre el petróleo y sus precios, en Revista de Comercio Exterior, Banco Nacional de Comercio Exterior, Vol. 32, Num. 9, septiembre de 1982, México

⁴ La OPEP fue creada por cinco países: Irán, Irak, Kuwait, Arabia Saudita y Venezuela. Posteriormente se adhirieron Argelia, Indonesia, Libia, Nigeria, Qatar, Emiratos Árabes Unidos, Ecuador y Gabón. En 1992 y 1994, los dos últimos países, respectivamente, abandonaron la organización. Actualmente lo conforman 11 miembros.

sistema de cambios de paridades fijas establecido en *Bretton Woods*, y del déficit crónico en Estados Unidos -incentivado por los gastos de la guerra de Vietnam- determinaron que los precios del petróleo, fijados en dólares, perdieran valor de manera creciente. Cabe señalar, que uno de los aspectos sobre los cuales la OPEP manifestó preocupación recientemente, es el referido a la pérdida del poder de compra de sus exportaciones de petróleo debido a la devaluación del dólar con respecto al Euro, especialmente a principios del 2003. Los países productores de crudo que tienen flujos de comercio importantes con Europa, registran pérdidas significativas, ya que los precios del barril del petróleo se fijan en dólares.

En febrero de 1971, se produjo el primer incremento del precio de referencia del petróleo que pasó de 1,80 dólares (vigente desde 1950 a pesar de los niveles de inflación acumulados en los países industrializados), a 2,18 dólares el barril. Con esta medida, la renta petrolera dejó de ser establecida únicamente por las compañías petroleras, iniciándose una etapa de intervención creciente de parte de la OPEP. Este incremento en el precio de referencia se estableció en el marco del acuerdo de Teherán, por medio del cual se determinó, además, la eliminación de nuevas concesiones de explotación; se puso en práctica el incremento de la tasa de impuesto de 55% sobre las ganancias netas de las compañías petroleras; y, se determinó la aplicación de un ajuste de 2,5% anual del precio del petróleo para compensar la inflación.⁵

Gráfico 1
EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DEL PETRÓLEO: 1972-2003*
(en dólares por barril)



*Promedio diario a septiembre 1972-1975: Marcador Dubai; 1976-2003: Marcador Brent
Fuente: Elaboración propia en base a datos de la EIA (Energy Information Administration)

A pesar de los cambios realizados en la forma de indexar los precios del petróleo a la inflación, los países de la OPEP continuaron cuestionando las pérdidas que los crecientes índices inflacionarios ocasionaban en los precios del petróleo, fijados en dólares.

a) La primera crisis del petróleo

En octubre de 1973, luego de prolongadas e infructuosas negociaciones con las compañías petroleras que terminaron con la suspensión de las conversaciones entre ambas partes, el Comité

⁵ El mecanismo de ajuste a la inflación prevista en este acuerdo, fue modificado por otro, el de Ginebra, a principios de 1972, y nuevamente en 1973, debido a las crecientes pérdidas derivadas de los niveles inflacionarios en los países industrializados. Las modificaciones realizadas se centraron básicamente en aspectos relacionados a los períodos de ajuste (trimestral a mensual), a la reducción del porcentaje en el promedio de variación del dólar, entre otros.

Ministerial de la OPEP anunció un incremento del precio de referencia a 5,12 por barril, constituyendo ésta la primera acción conjunta de los países de la OPEP en el ejercicio de la determinación de los precios del petróleo. En adelante, los países de la OPEP establecerían los precios del petróleo unilateralmente.

En el mismo mes, en circunstancias en que se presentaba la mencionada tendencia alcista en los precios del petróleo, estalló la corta guerra árabe israelí, *Yom Kippur* desencadenada por el reclamo de Siria y Egipto sobre territorios ocupados por Israel. En represalia al apoyo a Israel, las naciones árabes iniciaron un embargo sobre las entregas de petróleo a los Estados Unidos y los Países Bajos. En ese momento, los precios en el mercado spot o libre, llegaron a oscilar alrededor de los veinte dólares por barril. El embargo aceleró un proceso alcista en el precio del petróleo que ya estaba en marcha.

En diciembre de 1973, los países de la OPEP, en su afán de aproximar los precios de referencia a los que se estaban pagando en el mercado, incrementaron el precio de base de referencia del *Arabian Light*, a 11,65 dólares por barril. Decidieron que este precio regiría a partir del 1 de enero de 1974, estableciendo al mismo tiempo que los precios fueran ajustados cada trimestre a fin de tener en cuenta la tasa de inflación en los Estados Unidos. Con esta medida, en menos de un año, el precio de referencia del petróleo registró un incremento de más de 400%.

Estas acciones se sustentaron en la significativa participación de la OPEP en las exportaciones mundiales de petróleo (al representar un 60% a principios de los años setenta en comparación al 38% actual); en la creciente demanda de petróleo especialmente de los países industrializados; y, en la falta de desarrollo de fuentes de explotación alternativas fuera del ámbito de la OPEP.

Esa capacidad de intervención en el mercado estuvo acompañada por el hecho que los países miembros empezaron a ejercer un mayor control de sus recursos petroleros, creándose empresas nacionales en casi todos los países. En lo que a la producción respecta, se produjo un mayor control estatal de la producción y redefinición de las relaciones de los países productores con el mercado mundial. Las empresas petroleras transnacionales empezaron a asumir progresivamente el papel de contratistas de servicios para la producción y de compradores del petróleo producido por los países de la OPEP y continuaron teniendo el control de los procesos de refinación, distribución y mercado.

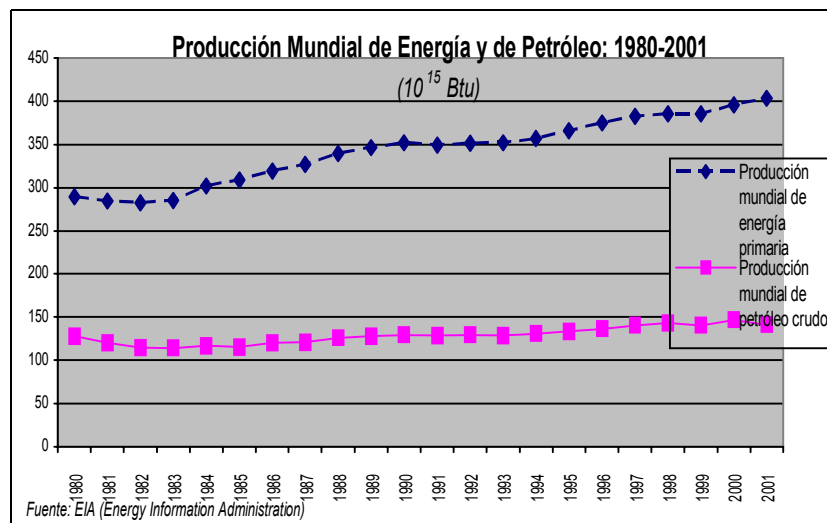
Estos hechos dieron lugar a una revolución energética que se caracterizó por la conservación de la energía, la sustitución del petróleo y la exploración y desarrollo de nuevas áreas petroleras. En los años posteriores a esta alza se produjo un uso racional del consumo del petróleo en el mundo, especialmente en los países industrializados.

Asimismo, se inició una reestructuración energética que dio lugar a una transformación industrial—especialmente en la industria automotriz, pero también en los sistemas de calefacción—con menores requerimientos de consumo de combustibles. Estas medidas dieron lugar a que a fines de la década de los ochenta, se produjera un hito en el consumo mundial de petróleo: el freno de su crecimiento. Con excepción del período de la crisis de los años treinta, el consumo de petróleo nunca había dejado de crecer.

En los años posteriores a esta primera crisis energética, se produjeron muchos desacuerdos al interior de la OPEP con relación a los niveles de precios que debían fijarse. Hasta 1978, los precios sólo fueron ajustados por la organización para adecuarlo a la depreciación del dólar.

Gráfico 2

PRODUCCIÓN MUNDIAL DE ENERGÍA Y DE PETRÓLEO: 1980-2001

 (10^{15} Btu) 

Fuente: EIA (Energy Information Administration)

b) La segunda crisis del petróleo

En junio de 1978, cuando se produjo el derrocamiento del Sha en Irán, el precio de referencia del petróleo se encontraba en doce dólares. La revolución en Irán, y la posterior guerra entre Irak e Irán iniciada en 1979, la misma que se prolongó por ocho años, exteriorizaron la fragilidad política de la región y generaron pánico ante un probable nuevo desabastecimiento de petróleo en el mercado al producirse una significativa reducción de la producción.⁶

Hacia fines de 1979 los precios del petróleo se cotizaban en el mercado libre a 35 dólares por barril. La amplia diferencia existente entre las cotizaciones en el mercado libre y el precio de referencia, determinó que en junio de 1980, el techo máximo del precio de referencia fuera aumentado a 32 dólares por barril⁷. Esta estructura de precios pretendía lograr un equilibrio entre oferta y demanda y evitar mayores acumulaciones de stocks. Sin embargo, este exceso de demanda siguió perdurando en el mercado hasta enero de 1981, en que el límite máximo del precio de referencia del crudo fue fijado en 41 dólares por barril.

Se puede observar que tanto el incremento de precios de 1973–1974 como el de 1978–1979, se produjeron en el marco de hechos políticos importantes. No obstante, el factor político que se expresó en el embargo de petróleo decretado por los países productores a los países industrializados, como consecuencia de su apoyo a Israel en la guerra de *Yom Kippur*, sólo actuó como un impulso adicional a una tendencia alcista en el precio del petróleo que ya estaba presente desde 1971. La presión de las compañías petroleras por mantener bajos los precios de referencia del petróleo ante una creciente demanda, constituyeron la base estructural sobre la que los movimientos políticos de principios de la década avanzaron con éxito en sus reivindicaciones.

El segundo incremento de precios, en cambio, fue impulsado fundamentalmente por el desabastecimiento coyuntural de petróleo generado por los conflictos políticos, en un contexto en el que se intensificaron los factores especulativos mediante una creciente acumulación de stocks y el surgimiento de contratos a futuro. A fines de esta década se introdujeron los mercados de futuros

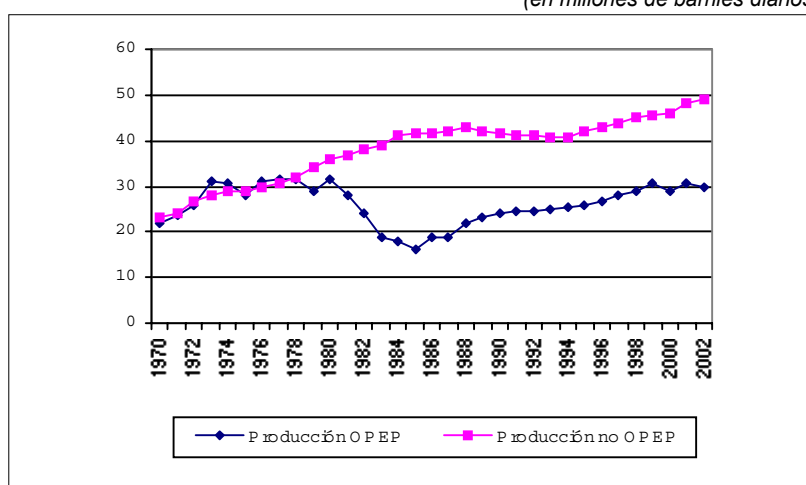
⁶ En su fase inicial implicó una reducción de 4 millones de barriles diarios, equivalente al 15% de la producción diaria de la OPEP y al 8% de la demanda mundial

⁷ Estos incluían valores diferenciales máximos de 5 dólares que podrían agregarse o restarse de este límite en función de la calidad de petróleo y de la ubicación geográfica

de este bien en las bolsas de Nueva York, The New York Mercantile Exchange (NYMEX) y de Londres, International Petroleum Exchange (IPE).

A fines de la década del setenta, la estructura del mercado internacional de petróleo ya no era la misma que a principios de la misma. La OPEP había empezado a perder terreno como proveedor de petróleo en el mercado mundial a favor de los nuevos países productores fuera de la organización. México, Gran Bretaña, Noruega, el estado de Alaska en Estados Unidos, habían incrementado significativamente su producción y se convirtieron en importantes proveedores. Por otro lado, los países industrializados habían conseguido, para entonces, algunas reducciones importantes en su consumo relativo de petróleo en el marco de la reestructuración energética instrumentada en algunas ramas industriales.

Gráfico 3
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN PAÍSES DE LA OPEP Y FUERA
DE LA ORGANIZACIÓN: 1970-2002
(en millones de barriles diarios)



Fuente: EIA (Energy Information Administration)

Por ello, superado el período de desabastecimiento de petróleo en el mercado internacional como consecuencia del derrocamiento del Sha de Irán y del inicio del conflicto entre este país e Irak, se normalizó nuevamente el abastecimiento de petróleo. Más aún, el importante desarrollo de la producción petrolera fuera de la OPEP, que originó un retroceso en la cuota del mercado petrolero de la organización, desde un 48% en 1978 hasta un 30% en 1985, determinó que los países de la OPEP no pudieran sostener siquiera los precios alcanzados en 1980.

c) Los ochenta: una década de precios deprimidos

El contexto económico global de la década de los ochenta, caracterizado por una contracción económica generalizada, especialmente en América Latina, y el aumento del costo financiero de la manutención de existencias de productos básicos, dio lugar al lanzamiento al mercado de significativos volúmenes de existencias retenidas. Ello determinó un incremento considerable en los volúmenes exportados de materias primas que inundaron el mercado con una sobreoferta que contribuyó a que en 1986 los precios de las materias primas registraran los niveles más bajos en cincuenta años. Los precios de los bienes manufacturados, por el contrario, continuaron incrementándose, con lo cual se deterioraron severamente los términos de intercambio. Esta situación no fue ajena al petróleo y el ambiente al interior de la OPEP no fue el más propicio para la instrumentación de acuerdos conjuntos, sino por el contrario, prevalecieron serias divergencias entre los países miembros.

Se tuvieron que reducir los precios de referencia y fijar un límite en la producción de petróleo de 18 millones de barriles diarios dentro de la OPEP, establecido por primera vez en marzo de 1982. Un año más tarde, en 1983, no sólo se redujo aun más el techo de producción a 17 millones de barriles diarios, sino que se distribuyeron por primera vez cuotas de producción entre los países miembros, las mismas que no pudieron ser cumplidas a cabalidad. La fijación de cuotas entre los países se realizó en medio de grandes discusiones que se centraban en el deseo de Arabia Saudita de distribuir el gran exceso de capacidad entre todos los miembros del cartel. En efecto, a este país no se le otorgó ninguna cuota, ya que actuaría como *swing supplier*.⁸

Los desacuerdos al interior de la organización y la significativa reducción de la producción de la OPEP, dieron lugar a que la organización continuara perdiendo terreno como proveedor de petróleo en el mercado mundial y su producción bajara de 32 millones de barriles diarios, en 1979, a 16 millones en 1986. Ya desde 1982, Estados Unidos, Noruega, México, el Reino Unido y Canadá produjeron más crudo que los productores de la OPEP.

En 1986, Arabia Saudita decidió abandonar su rol de *swing supplier* para priorizar la recuperación de la cuota de mercado aún a riesgo de que tal actitud pudiese generar una caída en los precios en el corto plazo. Esta acción de Arabia Saudita, en realidad aislada del resto de los países de la OPEP, originó la más drástica caída de precios desde la creación de la OPEP, llegando los precios a registrar un nivel ligeramente superior a los 10 dólares por barril. A pesar de que el país incrementó su producción en 55% vio disminuidos sus ingresos en 20% debido a la mencionada baja de los precios. El shock de 1986 tuvo consecuencias que son en parte determinantes del período alcista de precios que se produjo años después durante 1999–2000. Los precios deprimidos del crudo, que alcanzaron su punto más bajo en 1986, determinaron que en Estados Unidos, el Reino Unido e inclusive la ex Unión Soviética (aunque en este caso debido también a la crisis política y económica imperantes en aquel momento) se produjera una nueva tendencia declinante en la producción.

Los bajos precios del petróleo, en parte como consecuencia del exceso de oferta que todavía prevalecía en el mercado, pero también factores de carácter político como las divergentes posiciones entre los países respecto de los niveles de producción, dieron lugar a que a partir de 1988, cuando finalizó la guerra entre Irán e Irak, se realizaran encuentros entre los países de la OPEP y los productores independientes con el objetivo de coordinar políticas que frenaran el continuo deterioro de los precios.⁹ No obstante, a pesar de los esfuerzos mencionados por recuperar y estabilizar los precios, éstos se mantuvieron en niveles inferiores a los 20 dólares por barril.

d) Los años noventa: una década de altibajos en los precios

La situación del mercado del petróleo se vio alterada al inicio de la década de los noventa, como consecuencia de la invasión y anexión de Kuwait por parte de Irak, motivada según algunos analistas, por el deseo de este país de disponer de mayores ingresos para hacer frente a los gastos de ocho años de guerra con Irán, y la continua extracción por parte de Kuwait de un campo petrolero localizado en el subsuelo de ambos países. El conflicto se inició en agosto de 1989, hecho que provocó nuevamente un estado de alerta en los países industrializados ante probables desabastecimientos de petróleo.

Los hechos dieron lugar a sanciones de parte del Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas que contempló, entre otros, la prohibición de adquirir petróleo de Irak y de la zona ocupada

⁸ País ofertante, en este caso de petróleo, que actúa como regulador del mercado

⁹ En abril de 1988, a iniciativa de la OPEP, se realizó un primer encuentro entre un Comité de esta organización (Argelia, Indonesia, Kuwait, Nigeria, Arabia Saudita y Venezuela) y siete países productores de petróleo fuera de la organización (Angola, China, Colombia, Egipto, Malasia, México y Omán). Cuatro años después, en abril de 1992, se realizó el primer encuentro a nivel ministerial entre la OPEP y los países constituidos en IPEC (Países Independientes Exportadores de Petróleo), en los que el tema central fue el medio ambiente.

por este país en Kuwait. Estas circunstancias generaron nuevamente una situación de pánico e inestabilidad que llevó a los países industrializados a crear fuertes reservas para enfrentar este período. El precio del petróleo se incrementó rápidamente, llegando por momentos a 40 dólares por barril. Esta tendencia alcista de los precios tampoco perduró mucho tiempo, debido a que algunos países al interior de la OPEP, especialmente Arabia Saudita, reemplazaron rápidamente las fracciones del mercado que eran abastecidas por Irak. Los países de la organización, que habían realizado durante la década de los ochenta denodados esfuerzos por sostener los precios del petróleo vía reducciones en la producción, disponían de una capacidad instalada ociosa de dimensiones considerables. Además, éstos invocaron a los países de la OECD a hacer uso de los stocks almacenados en el marco del acuerdo de distribución de stocks (*Oil Sharing Agreement*) de la Agencia Internacional de Energía, así como de los stocks acumulados por las compañías petroleras. En efecto, uno de los factores que contribuyeron al rápido descenso de los precios, fue la provisión de petróleo que tenían acumulados los países miembros de la OECD.¹⁰

Este tercer incremento de precios del petróleo en 1990–1991, respondió a factores coyunturales derivados del conflicto bélico. Tan pronto éste finalizó, los precios del petróleo retomaron los valores anteriores y continuaron deprimidos, lo cual obligó a los países de la OPEP a iniciar una reducción de los precios de referencia.

Otro de los motivos por los cuales las consecuencias de esta tercera alza del petróleo, no tuvo las mismas repercusiones que las dos anteriores durante la década del setenta, se debió fundamentalmente a los importantes progresos realizados, especialmente por los países industrializados, en el ahorro de consumo de energía, en particular del petróleo. Por ejemplo, los 24 países miembros de la OECD en su conjunto necesitaban para producir, en 1988, un billón de dólares de su producto bruto interno -40% menos de petróleo- que en 1973.¹¹

Finalmente, la situación económica internacional atravesaba una estabilidad relativa, los índices inflacionarios a nivel mundial habían sido reducidos considerablemente, y se observaba un crecimiento económico relativamente sostenido. Por este conjunto de razones, finalizada la guerra Irak–Kuwait en 1991, los precios del petróleo continuaron su tendencia a la baja, manteniendo una tendencia estable entre 1991 y 1997. Esta estabilidad del mercado petrolero continuó desestimulando el dinamismo con el que se venían realizando los programas de sustitución del petróleo por fuentes energéticas alternativas, proceso que empezó a producirse desde 1986, cuando los precios del petróleo experimentaron la caída más severa desde que se fundó la OPEP.

Los países como Estados Unidos,¹² empezaron a importar más petróleo, y las inversiones en nuevas perforaciones en el Mar del Norte y otras regiones con costos altos, especialmente en las actividades de *upstream* no registraron los mismos índices de actividad que las registradas luego de la primera alza del petróleo en la década de los setenta. Los recursos para financiar proyectos de energía solar, energéticos renovables, tecnologías nucleares avanzadas, experimentaron algunas reducciones.

¹⁰ Como se recordará, en 1986 la Agencia Internacional de Energía diseñó un plan de emergencia contra eventuales riesgos de desabastecimiento de la oferta petrolera. Al momento de estallar el conflicto entre Kuwait e Irak, el total de stocks de emergencia mantenidos por los países de la OECD eran de aproximadamente 2 billones de barriles, lo cual era más que suficiente para garantizar por 90 días el suministro de petróleo. Estados Unidos tuvo un papel preponderante en este programa de acumulación de stocks; el gobierno había almacenado para entonces, 587 millones de barriles de petróleo en su reserva estratégica.

¹¹ Estados Unidos fue menos eficiente (34%), la entonces Alemania Occidental y Japón que redujeron su consumo de petróleo para producir un billón de dólares de GDP en un 41 y 48% respectivamente.

¹² Según el Instituto Americano del Petróleo, Estados Unidos era a mediados de la década de los noventa más dependiente que hacía 25 años del mercado internacional del petróleo como fuente primaria de recursos energéticos. Hace 50 años, este país era autosuficiente en petróleo y un importante exportador de gas. Actualmente, en el umbral del siglo XXI, importa más de la mitad de su petróleo y el 15% del gas natural. Otro dato importante, es que de 1949 a 1998, la población de Estados Unidos aumentó en un 82% mientras que su consumo de energía aumentó en un 194%.

En noviembre de 1997, en la Conferencia de Jakarta, Indonesia, los miembros de la OPEP tomaron una decisión que fue más adelante evaluada como errónea: incrementar en dos y medio millones de barriles diarios su límite de producción, ante una situación coyuntural de aumento de la demanda de petróleo. Aquella decisión no tomó adecuadamente en consideración que, meses antes, se había iniciado una crisis financiera en el sudeste asiático que originó una drástica caída del crecimiento económico de la mayoría de los países de esa región que presenta las más altas tasas de incremento en las importaciones de petróleo. Ello, a su vez, determinó una importante reducción de la demanda de petróleo en un contexto de sobreoferta del mismo.

Cabe señalar, que a la sobreoferta de petróleo ya existente en el mercado, se añadieron las exportaciones de Irak, país al cual las Naciones Unidas le permitieron duplicar sus exportaciones petroleras en el marco del Programa Ayuda por Alimentos.¹³ Este conjunto de hechos impulsó el descenso de precios que los llevaron en 1998 a 10 dólares por barril, similares a los registrados durante la primera caída de precios en 1986.

Sin embargo, esta reducción de los precios del crudo en el mercado internacional no se reflejó en los precios finales al consumidor de los productos refinados, ya que éstos no variaron significativamente; en el caso de la gasolina permanecieron prácticamente invariables. Ello se debe a los altos niveles de impuestos indirectos, principalmente en los países de la Unión Europea.

El colapso de los precios del petróleo durante 1998¹⁴ aceleró la caída en los niveles de exploración e inversión, así como en los beneficios de las compañías petroleras más importantes – especialmente aquellas con importantes actividades *upstream*. La producción doméstica de petróleo en Estados Unidos, que es realizada en su mayor parte por pequeños productores independientes que operan en zonas de altos costos y recursos limitados, fue severamente afectada. La reducción de la demanda de petróleo y el exceso de oferta en el mercado internacional, estimularon a su vez una creciente acumulación de inventarios que los llevaron a los más altos niveles históricos.

Con el fin de paliar los efectos de la crisis, las empresas petroleras multinacionales profundizaron medidas como la creciente tendencia a fusionarse, lo cual les permitiría aumentar la productividad, compartir conocimiento y tecnología y reducir costos. Estas medidas venían realizándose con anterioridad, ya que las empresas petroleras buscaban incrementar el valor de sus acciones que habían sido relegadas por los inversionistas a favor de las empresas tecnológicas. Es así que en 1998 surgieron alianzas de grandes compañías petroleras como Royal Dutch–Shell y BP–Amoco–Arco; Exxon y Mobil (convertida en la compañía petrolera más grande del mundo), TotalFina–Efl y la fusión de Chevron y Texaco. Muy probablemente, estas compañías liderarán un reacomodamiento de la industria petrolera cuya resultante será un número reducido de grandes compañías con una importante participación en el mercado.

Los bajos niveles de precios del petróleo impulsaron por primera vez los esfuerzos de concertación entre la OPEP y los exportadores fuera de la organización para reducir la producción petrolera. En efecto, en junio de 1998, establecieron que, a partir de dicha fecha, y por el plazo de un año, retirarían del mercado 3,1 millones de barriles diarios de su producción, de los cuales 2,6 millones correspondían a la producción de la OPEP y el resto a la de México, Omán y Rusia. Sin embargo, durante 1998, los precios no consiguieron recuperarse. La profundización de la crisis en el sudeste asiático, y su extensión posterior a Rusia y a Brasil, imprimieron una disminución en la demanda del petróleo, y los inventarios continuaron registrando niveles muy altos.

¹³ Irak, sometido a sanciones internacionales desde 1990, tiene todas sus exportaciones de petróleo sometidas a un régimen especial firmado en 1996, que controla Naciones Unidas, conocido como programa Petróleo por Alimentos. La ONU debe autorizar cada fase del programa, de seis meses de duración.

¹⁴ Según el Director del Centro Árabe de Estudios Petroleros, con sede en París, Nicolas Sarkis, en 1998, el nivel de las cotizaciones petroleras fue inferior, en términos reales, al nivel registrado durante 1973. En esa fecha, el petróleo se vendía a un promedio de 3,07 dólares, mientras que en 1998 solamente alcanzaba los 2,50 dólares.

En marzo de 1999 los países de la OPEP, conjuntamente con otros productores independientes realizaron un recorte adicional equivalente a 1,7 millones de barriles diarios en el marco de la conferencia realizada en La Haya, que la mayoría de países acató rigurosamente.

La tendencia alcista en el precio del petróleo se vio determinada, en parte, por el alto grado de cumplimiento de las cuotas y por la restricción adicional de la oferta petrolera. Pero sobre todo, por el inicio de un incremento en la demanda del petróleo, coincidente con el inicio del proceso de recuperación en los países del sudeste asiático.¹⁵

Estos hechos a su vez dieron lugar a un cambio en el comportamiento de los precios en el mercado de futuros que empezó a dar señales de una disminución en los incentivos para acumular inventarios. En efecto, en el mercado de futuros cambió la estructura de precios que se venía observando durante la mayor parte de 1998 y los dos primeros meses de 1999. Es decir, anteriormente los contratos con vencimiento a menores plazos reportaban dividendos superiores a los de vencimiento a mayor plazo, de manera que era más rentable comprar petróleo crudo a corto plazo y por lo tanto no había incentivos para consumir los inventarios que se tenían acumulados. Al cambiar la estructura de precios, y producirse una de backwardation, se hizo más redituable comprar petróleo a futuro y hacer uso de los inventarios almacenados. Este cambio en la estructura del mercado de futuros, indicaba una muestra considerable de confianza por parte del mercado especulativo.

e) Primer incremento de precios sin conflicto bélico

La recuperación económica, y el inicio del consumo de inventarios dieron lugar a un constante incremento de los precios durante el resto de 1999. Para enero del 2000 las preocupaciones eran totalmente opuestas a las vigentes el año anterior. A principios de 1999, el barril de petróleo cayó a menos de diez dólares, un precio que no se registraba desde hacía 25 años, mientras que en febrero del 2000 ya había superado los 30 dólares, también una cifra sin precedentes en casi una década. El 23 de septiembre del 2000, cuatro días antes de la realización de la II Cumbre de Jefes de Estado y de Gobierno de la OPEP, el gobierno norteamericano autorizó el uso limitado por 30 millones de dólares de su reserva estratégica de petróleo, en un intento por contener la tendencia alcista de los precios de este recurso energético.¹⁶

Según la OPEP, en aquel momento la oferta y la demanda de crudo estaban balanceadas, y no hacían falta más barriles en el mercado, ya que cualquier volumen adicional producido no sería destinado al consumo sino a engrosar los inventarios de los países desarrollados. Entre los factores que explicaban los altos precios, la organización señalaba los altos impuestos que en Estados Unidos, y sobre todo en Europa, se aplican al petróleo; los costos que la industria petrolera había tenido que asumir para adaptar sus productos a las nuevas exigencias ambientales,¹⁷ la limitada capacidad para el transporte de crudo por mar ante la falta de barcos petroleros, y las maniobras especulativas que se tejían en torno al mercado energético. Por cada barril de crudo real que se negocia en ese mercado se cierran operaciones sobre tres barriles de papel, que de momento no

¹⁵ Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE) los mercados emergentes representan cerca del 40% de la demanda de petróleo mundial, frente al 26% a principios de los años setenta, cuando tuvo lugar el primer shock del petróleo. Durante los últimos veinticinco años, la demanda ha crecido a una media del 5% en los países en vías de desarrollo, mientras que en los de la OCDE sólo lo ha hecho al 1%. De hecho, en los países desarrollados, el petróleo ha pasado de suponer el 13% de las importaciones en 1980 a apenas el 4% en la actualidad. En parte, eso es atribuible a que los mercados emergentes tienen tasas de crecimiento mayores que los países desarrollados. Pero también influye el hecho de que sus industrias dominantes—textil, siderúrgica, minera—son grandes consumidoras de energía. Los países subdesarrollados consumen más del doble de energía por cada unidad de PIB producida.

¹⁶ La Reserva Estratégica de Petróleo tiene actualmente almacenados unos 571 millones de barriles de crudo, equivalente al consumo norteamericano de dos meses. Las reservas estratégicas se constituyeron en 1977 luego del primer incremento de precios en 1973–74, como seguridad económica estratégica en caso de interrupción del suministro. Esta fue la primera vez que se recurrió a esta medida de emergencia desde 1991, durante la guerra del golfo Pérsico.

¹⁷ La escasez de combustibles en Estados Unidos y el incremento en los precios fue determinada en gran parte por la nueva regulación medioambiental que obligaba a las empresas petroleras a distribuir una nueva variedad de gasolina ecológica. Las refinerías del país no se habían adaptado para cumplir los estrictos requisitos, hecho que provocó una disminución en el refinamiento de combustibles.

existen y cuyo precio se establece en función de expectativas que pueden responder a intereses muy variados.¹⁸

En aquel momento, la propia Agencia Internacional de la Energía (AIE) explicaba que, si el crudo se encontraba a 30 dólares, era debido fundamentalmente a que las empresas petroleras estaban aumentando sus existencias, y al desequilibrio entre la oferta y demanda del mercado de gasolinas de Estados Unidos.¹⁹

Para entonces, la OPEP contaba con menor capacidad de producción, ya que algunos de sus miembros se encontraban produciendo a su capacidad máxima. Esta situación no sólo se observaba al interior de la OPEP, sino en otros fuera de la organización, sobre todo, Noruega. En aquel momento, sólo tres de los once países de la OPEP estaban en condiciones de incrementar su producción.²⁰ En este escenario, en junio del 2000 la OPEP introdujo un mecanismo que establecía una banda de fluctuación entre 22 y 28 dólares para fijar el precio del barril de petróleo de la canasta de siete crudos de la OPEP.

En septiembre de 2000 se realizó la II Cumbre de Jefes de Estado y Gobierno de la OPEP en Caracas. Mientras el Grupo de los Siete reclamaba desde Praga que la OPEP siguiera aumentando su producción, –los cuatro aumentos por un total de 3,7 millones de barriles diarios durante el año 2000, combinado con una mayor producción de los países no miembros de la OPEP no lograron reducir el precio del crudo– la OPEP solicitaba al grupo de los siete países más desarrollados, desde Caracas, que tomaran sus propias medidas para frenar la escalada de los precios.²¹

B. El mercado petrolero en el nuevo milenio

1. Tendencias recientes

Hay un reconocimiento generalizado en relación a que el petróleo continuará siendo la fuente energética predominante en el futuro. Se estima que su participación en el consumo mundial de energía sólo decrecerá ligeramente de un nivel actual de 39%, a 38% en el 2025. Según la Agencia Internacional de Energía, el uso creciente del petróleo será demandado por el sector transportes en los países industrializados, mientras que el uso del petróleo para la generación de electricidad podría tener una ligera declinación a favor del gas natural. En los países en desarrollo se espera un incremento del consumo de petróleo para todos los usos. Como la infraestructura necesaria para expandir el uso del gas natural no se ha desarrollado en estos países, como sí se ha hecho en los países industrializados, no se espera que éste recurso genere los niveles crecientes de demanda en los países en desarrollo que en los segundos.

La mayoría de pronósticos de agencias energéticas especializadas coinciden en señalar que la producción mundial de petróleo y gas natural continuará aumentando y no pelagra la seguridad de

¹⁸ Declaraciones del presidente del grupo estatal Petróleos de Venezuela SA (PDVSA), Héctor Ciavaldini., 23 de agosto del 2000.

¹⁹ En su informe del 9 de junio del 2000, la AIE señalaba que la oferta de crudo en mayo excedió en tres millones de barriles diarios la demanda. Añadía también, que la producción mundial en mayo fue de 76,9 millones de barriles diarios, 640.000 más que en abril.

²⁰ De los 710.000 barriles extras que el cartel produjo por encima de sus cuotas de junio, 633.000 provinieron de los países del golfo Pérsico (Kuwait, Emiratos Árabes Unidos, Qatar y Arabia Saudita, que puso la mitad de esos más de 600.000).

²¹ Como una manera de bajar los precios de los combustibles en los países afectados, especialmente de la Unión Europea, la OPEP propuso que se redujeran los impuestos con los que se gravaban esos productos, que en muchos casos representaban más del 50 por ciento del costo final. Pero la UE descartaba el recorte de precios de la gasolina vía la disminución de impuestos, argumentando que la utilización de instrumentos que reducen la presión fiscal que gravan los productos petrolíferos como medida para contrarrestar los efectos negativos en la economía, plantea serios problemas. “Primero porque el precio del petróleo bruto continúa aumentando sin conseguir una reducción en la demanda. Y segundo, porque se transfiere a los países productores el equivalente de las recaudaciones fiscales de los países consumidores. La iniciativa lanzada por algunos países como Francia de bajar los impuestos a algunos sectores sensibles "puede tener como consecuencia indicar a los países productores que pueden continuar subiendo los precios del petróleo sin temer una reducción de la demanda", señalaba la comisaria de Transporte y Energía de la Unión Europea, Loyola de Palacio, el 5 de septiembre del 2000.

suministro, por lo que estas fuentes de energía seguirán predominando en el futuro. Esta tendencia queda además reforzada por el débil desarrollo y crecimiento de las energías renovables y de la nuclear, que seguirán siendo reducidas en el futuro, toda vez que son costosas y no competitivas²²

En contraposición a estas apreciaciones, algunos analistas sostienen que la infraestructura global creada para explotar los combustibles fósiles en general, y el petróleo, en particular, podría tornarse vulnerable en el mediano plazo, lo cual haría necesaria la instrumentación de un nuevo régimen energético. Algunos proponen el hidrógeno, el elemento más ligero, básico y ubicuo de la naturaleza.²³ Rifkin (2003), sostiene que la red energética mundial del hidrógeno será la próxima gran revolución tecnológica, comercial y social de la historia. Señala que el paso a la economía del hidrógeno puede poner fin a la dependencia del mundo respecto de las importaciones de petróleo y contribuir a rebajar la tensión del peligroso juego geopolítico que prevalece actualmente. Asimismo, podrían limitarse las emisiones de CO₂ (dióxido de carbono) y mitigar los efectos del calentamiento global sobre la biosfera de la tierra.

La urgencia de volcar esfuerzos en desarrollar fuentes energéticas alternativas se debe a que a estas alturas todo el mundo ha sido objeto de una exploración exhaustiva y muchos expertos consideran que no quedan nuevas regiones por descubrir comparables al Mar del Norte y Alaska.²⁴ La Oficina de Estudios Geológicos de Estados Unidos coincide con este diagnóstico. Según sus informes, el descubrimiento de nuevos yacimientos petrolíferos en todo el mundo alcanzó su punto culminante en 1962 y, desde entonces, no ha cesado de bajar.²⁵

El descenso en el número de nuevos descubrimientos y el agotamiento de las reservas probadas adquieren más gravedad a la luz del aumento esperado en la demanda de petróleo para las próximas dos décadas. Se espera que la población mundial pasará de 6.200 a 7.500 millones de personas para el año 2020, por lo que la presión sobre las reservas de petróleo no hará más que intensificarse. El proceso de urbanización y las necesidades energéticas de una población en pleno proceso expansivo impondrán una presión sin precedentes sobre las reservas de crudo restantes.²⁶

Rifkin (2003) sostiene que a pesar de la reanudación de la explotación en el territorio de la ex Unión Soviética y los relativamente recientes descubrimientos en África Occidental, la realidad es que el rápido aumento que ha experimentado la producción de países no pertenecientes a la OPEP en los últimos veinte años, está comenzando a perder impulso. Durante los años ochenta y noventa, parte importante del petróleo procedente de regiones fuera de la OPEP, provenía del Mar del Norte. La Agencia Internacional de Energía de Estados Unidos estimaba que la producción de dicha región tocaría techo a finales de 2002, con una producción de 6,77 millones de barriles diarios.²⁷

Algunos analistas sostienen que si el consumo global de petróleo aumentara a un ritmo promedio anual de 2%, el mundo habrá consumido la mitad de las reservas totales de petróleo antes de 2010. La fecha se podría retrasar algunos años más, si los países de la OPEP restringen la producción petrolífera para mantener altos los precios en los mercados mundiales.²⁸

²² British Petroleum, Statistical Review of World Energy 2003.

²³ Rifkin, Jeremy, La economía del hidrógeno, Editorial Paidós, Buenos Aires, 2002 pag. 19

²⁴ Oil Depletion Analysis Center of London (ODAC).

²⁵ L.F. Ivanhoe, "Future World Oil Supplies: There is a Finite Limit", tomado de Rifkin, 2002, pag. 34

²⁶ "Total Midyear Population for the World: 1950-2050", International Data Base, U.S. Bureau of the Census, 10 de mayo de 2000, tomado de Rifkin 2002, pag. 37.

²⁷ Se considera que se ha "tocado techo" cuando aproximadamente la mitad de las reservas recuperables estimadas (estimated ultimate recoverable EUR), de petróleo del mundo han sido explotadas. Cuando los geólogos mencionan "tocar techo", hacen referencia al petróleo convencional o ligero que brota libremente en el continente o en el mar, y que puede ser fácilmente transformado en gasolina y otros productos basados en el petróleo. Existen también los denominados petróleos no convencionales, derivados de arenas asfálticas, crudo pesado, petróleo procedente de aguas profundas o regiones polares, y petróleo de esquisto.

²⁸ Estimaciones de Craig Hatfield, geólogo de la Universidad de Toledo.

A juicio de muchos de ellos, ninguna iniciativa que se pueda poner en marcha hoy puede alterar sustancialmente el año en que la producción tocará techo. No hay ninguna exploración del mar Caspio, ninguna campaña de perforaciones en el mar del Sur de China, ningún sustituto para los vehículos deportivos, ningún proyecto de energías renovables que pueda implantarse a una velocidad suficiente como para evitar una guerra de precios por las restantes reservas de petróleo.²⁹

Las discrepancias en torno al momento en que las reservas petroleras tocarán techo, varían entre quienes sostienen que éstas lo harán en algún momento de la segunda década del siglo XXI, entre 2010 y 2020, o en algún momento después del 2020. Lo que es evidente, es que las reservas petroleras del Golfo Pérsico incrementarán su importancia estratégica con el paso del tiempo.³⁰ El ratio reserva producción es un indicador que expresa, en años, el potencial de dichas reservas. Este indicador se reduce en la medida que el descubrimiento de nuevos yacimientos y el aumento de la tasa de recuperación no compensan las cantidades de petróleo extraídas anualmente de las reservas para las necesidades del consumo.

En cualquier caso, si se incrementa efectivamente la producción petrolera en Irak, y Rusia, la región del Mar Caspio, Guinea Ecuatorial y otros países de África Occidental continúan explotando y exportando petróleo, podría haber una tendencia a la reducción de los precios en el corto plazo. No sólo eso. El aumento de la producción de los países petroleros no miembros de la OPEP, cubrirá probablemente el incremento de la demanda, dando lugar a una disminución de la participación de la OPEP en el mercado petrolero, por quinto año consecutivo.³¹ Sin embargo, en el mediano y largo plazo, la ineludible realidad de que el petróleo es un recurso extinguido, y el hecho que las grandes reservas se encuentran en zonas de permanente conflicto, permiten inferir que el precio del petróleo podría incrementarse en el mediano y largo plazo.

Ello ocurriría a pesar que existe actualmente un uso más eficiente de la energía, fundamentalmente en los países industrializados; las técnicas de extracción de petróleo se han modernizado; y, el sector servicios de la economía ha registrado un crecimiento mayor que el productor de bienes, factores que en su conjunto dan lugar a que la participación del petróleo en los costos sea decreciente en una serie de actividades.³²

En cualquier caso, las predicciones sobre la evolución de los precios del petróleo son a menudo inexactas. Ello se debe a que los precios están determinados más que por factores estructurales del mercado vinculados a la fuerte (o débil) demanda asociada al ciclo económico, por factores especulativos (especialmente a partir de la década de los ochenta con el lanzamiento de los contratos de futuros sobre petróleo en las bolsas de Nueva York (NYMEX) y Londres (IPE)); los subsidios que recurrentemente han instrumentado los países industrializados para promover la utilización de recursos energéticos locales; la evolución de las cotizaciones de las monedas con respecto al dólar; los niveles de inventarios, y los conflictos políticos en las zonas productoras.

En este contexto, la pregunta central radica en saber como se producirá y qué efectos tendría la probable escasez de fuentes energéticas, cualesquiera que sea. Al respecto, uno de los legados de la teoría de la renta de Ricardo es la idea de que, en el caso de los recursos naturales no renovables, las reservas de más bajos costos serán las primeras en extinguirse, de tal manera que

²⁹ K.S. Deffeyes, *Hubbert's Peak: The Impending World Oil Shortage*, Princeton, NJ, Princeton University Press, 2001 s.146

³⁰ De los 40 mil yacimientos petrolíferos conocidos en el mundo, sólo los 40 mayores del mundo (con más de 5 mil millones de barriles de petróleo) contienen más de la mitad de las reservas de petróleo del mundo. De estos 40 yacimientos, 26 se encuentran en el Golfo Pérsico. Además, del resto de los 40 mayores yacimientos, los que se encuentran en Rusia y Estados Unidos "han tocado techo" y se hayan en la fase descendente, mientras los yacimientos de Oriente Medio todavía están en a fase ascendente de la curva de campana.

³¹ *International Energy Agency*

³² Las importaciones de crudo sólo suponen el 4% de las importaciones de los países de la Asociación Internacional de Energía (IEA), conformada por las 25 economías más desarrolladas del mundo), mientras que a principios de la década de los ochenta llegaba al 13%.

habrá una progresión natural de uso de fuentes de bajos costos hacia las de altos costos. Los recursos no desaparecerán, pero los costos de extracción se incrementarán en el tiempo porque cada vez será más necesario explotar recursos con mayores costos de explotación. Los precios, por lo tanto, se incrementarán, causando problemas a industriales y consumidores. Puede ser posible retrasar la arremetida de tasas de retornos decrecientes por un período largo a través de los avances tecnológicos. En cualquier caso, aún en caso de escasez de recursos, y por tanto de incremento de precios, este proceso contendrá las semillas de su propia destrucción porque ellos, es decir, los altos precios, impulsarán el desarrollo de fuentes sustitutivas, (Robinson, 2003).

Para Robinson, antes que ello ocurra, es más probable que se presenten ciclos en los cuales los precios del petróleo se incrementen en algunas oportunidades, y caigan, en otras, en lugar de una tendencia creciente de largo plazo. Estos cambios de precios desempeñarán una importante función económica, marcando períodos de escasez o abundancia temporales, que serán corregidos por el movimiento de precios.

2. El conflicto con Irak y su incidencia en los precios

Los bajos niveles de inventarios y la inseguridad que prevalece respecto a la reanudación de exportaciones de petróleo de Irak, determinan que los precios no se hayan reducido de acuerdo a las previsiones realizadas inicialmente. Los continuos sabotajes a los oleoductos y los crecientes atentados y ataques a las fuerzas de ocupación en Irak, así como los actos terroristas en Arabia Saudita, Marruecos, acentúan los temores respecto a la estabilidad del mercado petrolero imprimiendo alzas esporádicas en los precios, retrasando las inversiones, y, consecuentemente, la esperada reanudación de las exportaciones petroleras.

La inestabilidad que se produce en el mercado internacional del petróleo como consecuencia de los conflictos políticos prevalecientes en el Medio Oriente, se ve atenuada por la relativa estabilidad de la demanda de petróleo, originada por el lento crecimiento económico mundial. Tanto Estados Unidos, Europa y Japón, los tres principales motores de la economía internacional, se encuentran en un proceso de desaceleración, o estancamiento económico. Asimismo, la expansión del denominado virus SARS, imprimió, a principios de 2003, un menor ritmo en la actividad económica de Asia, importante consumidor mundial de petróleo.

La mayoría de analistas coinciden en señalar que el nivel relativamente alto de precios se debe sólo a los temores que ha generado los retrasos en la recuperación de la producción de petróleo por parte de Irak, y que tan pronto se recuperen, éstos podrían volver a caer. Sin embargo, los imprevistos y crecientes gastos que está demandando el restablecimiento del orden en Irak constituyen un factor que no sólo afecta la estabilidad del mercado del petróleo, sino la economía internacional. Los crecientes déficit que ocasionan tales gastos en la economía norteamericana, aunadas a la política económica interna de reducir los impuestos a los ingresos, han dado lugar a que el gobierno de ese país haya tenido que optar, a fines del mes de julio, por emitir bonos por 60 mil millones dólares.³³ Esta acción podría producir un incremento de los flujos de capitales hacia ese país, en perjuicio de los países en desarrollo.

En la medida en que los costos de la post guerra se hacen crecientes, algunos sectores políticos en Estados Unidos que inicialmente apoyaron la intervención, tratan de distanciarse de las posiciones inicialmente asumidas. El senado norteamericano ha votado unánimemente una moción para urgir al presidente Bush a considerar un pedido de ayuda a la OTAN y a las Naciones Unidas para la reconstrucción de Irak. La votación en el Senado se produjo después que el general Tommy Franks, jefe de la coalición de fuerzas establecidas en Irak hasta mediados de mayo, advirtió que

³³ Se estima que el déficit fiscal federal superara los 400 mil millones de dólares durante el presente año

las fuerzas norteamericanas deberían permanecer en el país mucho más tiempo que el previsto³⁴. Muchos sectores políticos consideran que *ya es tiempo de enfrentar la verdad y compartir internacionalmente las cargas presupuestarias de la post-guerra por el bien del país*.³⁵

El Senado ha advertido, asimismo, que la cuenta final para la reconstrucción de Irak podría registrar decenas de miles de millones de dólares por varios años, sin que los ingresos por petróleo puedan cubrir los costos. Al respecto, analistas estiman que se necesitarán alrededor de 15 mil millones de dólares anuales en los próximos diez años- suma considerada mayor a lo que la economía iraquí es capaz de generar- luego de dos guerras y doce años de sanciones económicas de parte del Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas.³⁶ Según el Secretario de Defensa Donald Rumsfeld el costo de continuar con las operaciones militares en Irak bordea los 4 mil millones de dólares mensuales, cifra que casi duplica las previsiones realizadas para los gastos de operación de la postguerra. Las últimas informaciones señalan que Estados Unidos tendría que invertir 87 mil millones de dólares en seguridad y reconstrucción en 2004.

Los costos de reconstrucción implican nuevas inversiones, especialmente en el sector petrolero, pero también asistencia humanitaria y reparación de la infraestructura social como la reconstrucción de hospitales y escuelas; ayuda a los países aliados en la región -Turquía, Jordania e Israel-, recursos para reducir la deuda, entre otros.

La deuda externa de Irak está estimada entre los 60 y 130 mil millones de dólares. Si bien los principales acreedores de este país son naciones del Golfo Pérsico como Arabia Saudita, los Emiratos Árabes Unidos y Kuwait, países occidentales como Rusia y Alemania son importantes acreedores que se muestran reticentes a otorgar descuentos significativos que permitan reducir la deuda en la magnitud requerida. La gran diferencia entre la posición de Irak y la de otros países como Afganistán o Bosnia, por ejemplo, es que Irak tiene perspectivas de poder garantizar dicha deuda en el futuro.³⁷

El éxito del proceso de reconstrucción estará determinado por la estrategia y características de la reanudación de las exportaciones de petróleo. El ritmo de la reanudación de la producción y exportación de petróleo será, además, un factor determinante de la evolución del mercado internacional del petróleo, ya que los activos de hidrocarburos de Irak constituyen uno de los determinantes más significativos a nivel mundial de dicho mercado. El país no sólo dispone de las segundas reservas más importantes del mundo, antecedido sólo por Arabia Saudita, sino que los costos de explotación son muy bajos, el petróleo es de buena calidad, y los trayectos para exportarlo son de fácil acceso ya que la salida al Mar Mediterráneo es sencilla.

Además, Irak es uno de los pocos países de la OPEP con la capacidad potencial para aumentar las rentas por petróleo expandiendo los volúmenes a fin de compensar la baja de los precios. La geopolítica, y el equilibrio militar en la región, serán probablemente determinantes en estos resultados.

Los recursos petroleros de Irak ofrecen distintas opciones de política económica para la recuperación del país. Una opción podría ser la vía fácil del petróleo, optando por su desarrollo extensivo, dada la combinación de enormes necesidades financieras y su amplia base de recursos. Un desarrollo extensivo del petróleo, sin embargo, no generaría mucho empleo, pero las grandes rentas podrían financiar eventualmente un enorme sector público.

³⁴ Comunicó, asimismo, que después de la declaración del fin de la guerra, se registraban entre 10 y 25 ataques diarios a los soldados norteamericanos.

³⁵ Declaraciones del senador John Kerry, quien aspira a competir con el presidente Bush por la presidencia de la república el próximo año.

³⁶ Edmund O'Sullivan, editor del *Middle East Economic Digest*.

³⁷ *The Guardian*, 31.5.2003.

Otra opción económica alternativa consistiría en optar por un desarrollo del petróleo y el gas más moderado, acompañado de inversiones en la agricultura y la manufactura. Esto proveería más trabajos y crearía una base de ingresos más diversificada, con un riesgo menor de inflación, pero no brindaría rápidamente los recursos financieros que el país necesita (Noreng, 2003).

Las características del gobierno de transición y el interés de las compañías petroleras por participar de la explotación del petróleo y el gas, permiten inferir que se optará por una estrategia expansiva de producción de petróleo. Una estrategia de este tipo potenciaría la producción petrolera iraquí, ejerciendo una influencia determinante en la evolución de la OPEP. Como Irak no dispone de los recursos para explotar sus recursos energéticos, requiere la participación de compañías petroleras internacionales a través de acuerdos compartidos.

Al respecto, finalizada la guerra, surgieron conflictos de intereses entre los países occidentales por la participación de compañías con presencia de capitales nacionales de las respectivas potencias en los contratos para reconstruir el país. Antes del inicio de la guerra, Irak producía alrededor de 2 millones de barriles diarios. Según algunos analistas, estos niveles podrían triplicarse en el corto plazo si se realizaran inversiones adecuadas en la infraestructura petrolera, ya que los pozos petroleros no están trabajando con su capacidad a pleno.³⁸

A fines de mayo, catorce de los quince miembros del Consejo de Seguridad de la Organización de las Naciones Unidas (Siria no participó de la votación) aprobaron la resolución 1483 que le otorgó un marco legal a la ocupación militar de Irak, otorgándole vía libre al país para exportar su petróleo y gas. La medida puso fin a 13 años de sanciones impuestas a Irak después de la invasión a Kuwait en 1991. Durante el período de embargo, la ONU controlaba los fondos resultantes de las exportaciones, a través de un programa llamado *alimentos por petróleo*. Este programa desaparecerá en los próximos seis meses, según la nueva resolución.

Debido a las sanciones establecidas, Irak sólo podía exportar una parte de su petróleo. Ello fue una de las causas que determinó una significativa declinación de la actividad económica del país, así como una desintegración de su tejido social. Antes de la guerra del Golfo en 1991, Irak había alcanzado un nivel comparativamente alto de desarrollo económico y social. Aunque la base de los ingresos dependía casi enteramente del petróleo, Irak figuraba internacionalmente entre los países de nivel medio alto. La prosperidad relativa se manifestaba en estándares de nutrición altos, un sistema educativo que funcionaba adecuadamente, que había dado lugar a muy bajos niveles de analfabetismo.³⁹ A pesar de la guerra prolongada que el país mantuvo con Irán durante la década de los ochenta, y de diez años de embargo como consecuencia de la invasión iraquí a Kuwait, el país posee un potencial importante para el desarrollo agrícola e industrial.⁴⁰

La resolución establece que, en adelante, Estados Unidos y Gran Bretaña serán conocidos en Irak legalmente como la *autoridad*, entidad que tendrá el control de una cuenta especial llamada Fondo para el Desarrollo de Irak, en la que será depositado el dinero que resulte de la exportación del petróleo y del gas, principalmente. La transparencia de su funcionamiento será monitoreada por varios organismos internacionales, entre los que están la ONU y el Banco Mundial

Asimismo, se estableció la designación de un representante independiente de la ONU, por parte de su secretario general, Kofi Annan, que coordinaría la asistencia humanitaria, la repatriación de refugiados, y trabajaría intensamente con la *autoridad* para conseguir un nuevo gobierno civil en Irak. El cargo de representante especial fue encargado al brasileño Sergio Viera de Mello, quien murió en el atentado al edificio donde funcionaban las oficinas de la ONU en Bagdad, el pasado 19 de agosto. La *autoridad* regirá hasta que existan las condiciones para que un

³⁸ Jan Randolph, *Head of Economics and Forecasting at the World Markets Research Center*.

³⁹ Noreng, O., *El poder del petróleo*, Editorial El Atenero, Buenos Aires, 2003 pag.173.

⁴⁰ Irak Country Analysis Brief, EIA, 2003.

gobierno iraquí asuma el poder. Sin embargo, no se establece un plazo específico para la creación de ese gobierno manejado por iraquíes. Se ha establecido que el Consejo de Seguridad deberá revisar en doce meses los términos de esta resolución.⁴¹

La primera propuesta de resolución fue inicialmente rechazada por Francia, Rusia y Alemania, toda vez que ubicaba a las fuerzas de la coalición en el rol central de la reconstrucción de Irak, dejando a la ONU fuera de las decisiones políticas y económicas. Consideraron, además, que en el marco del planteamiento propuesto, las compañías con capitales de dichos países quedarían prácticamente excluidas de participar en el proceso de reconstrucción, al haberse opuesto a la intervención militar sin la aprobación del Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas. Hasta antes de la guerra, compañías de Francia, Rusia, China, entre otros países, tenían compromisos de negocios por sumas muy significativas con el gobierno iraquí, razón por cual, expresaron temor ante la posibilidad de que éstos no fueran respetados. Sólo la compañía petrolera francesa TotalFinaElf, tenía un contrato por más de 4 mil millones de dólares para desarrollar el campo petrolero Majnoon en ese país.

Por otro lado, sectores empresariales de Estados Unidos y Gran Bretaña presionaban por excluir a las Naciones Unidas del proceso de reconstrucción de Irak, toda vez que este organismo – se argüía- garantizaría una participación más equitativa de las empresas en el proceso de reconstrucción. En la práctica, ello significaba que empresas provenientes de países que no apoyaron la intervención militar en Irak podrían tener los mismos derechos a participar en el proceso de reconstrucción que los gobiernos que sí participaron de ella.⁴²

La restauración de las relaciones transatlánticas y el aval de las Naciones Unidas para realizar las exportaciones de petróleo provenientes de Irak, fueron las consideraciones que finalmente determinaron la aprobación de la propuesta de resolución 1483, que incorporó algunas sugerencias de Francia, Alemania y Rusia.

Inicialmente, luego de concluida la guerra, la pugna por lograr contratos en Irak no sólo se dio entre los países occidentales, sino entre las compañías de Medio Oriente, interesadas en asegurarse algunos contratos en el marco de la reconstrucción del país. Contrariamente a la actitud de Francia, Rusia y Alemania, que se opusieron a la intervención militar en Irak sin la aprobación del Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas, muchas naciones árabes apoyaron y dieron soporte a las acciones militares contra el régimen del ex presidente Saddam Hussein.

Pero la inestabilidad que generan la continuidad de la violencia y la falta de orden en Irak; el permanente conflicto en Oriente Medio, el haber ganado la guerra sin que se haya producido aún ese despliegue de democracia que se instauraría en los países árabes una vez derrocado el régimen iraquí, está generando una reticencia de las compañías a invertir. A mediados del mes de julio, la U.S. Army Corps of Engineers convocó a una licitación para adjudicar contratos por más de mil millones de dólares, en la que se esperaba la participación de más de 200 compañías internacionales para reparar la infraestructura petrolera de Irak.

A diferencia del primer contrato de envergadura,⁴³ en el que sólo participaron un grupo reducido de empresas, se trató en este caso, de una competencia más abierta que, sin embargo, no ha generado el interés de los potenciales competidores ante el clima de inestabilidad en la región. La reconstrucción de la infraestructura petrolera, otrora considerada como un negocio atractivo, es

⁴¹ El Secretario de Defensa norteamericano Donald Rumsfeld declaró el 9 de mayo que la presencia de las tropas norteamericanas y británicas en Irak por un año, constituía probablemente sólo un tiempo de evaluación en el plan general de la post guerra. Asimismo, Control Risk estima que, en el mejor de los casos, las fuerzas norteamericanas necesitarían permanecer al menos entre 2 y 3 años para mantener la estabilidad. Advierte también del peligro que pudiera producirse una insurrección generalizada.

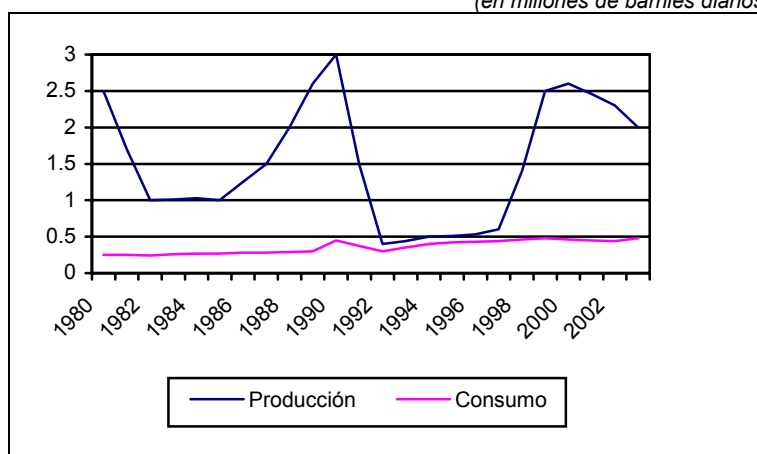
⁴² Simon Hughes, del opositor Liberal Democrats Party in Britain, reportaje realizado por Hala Gorani and Richard Quest CNN, 21.4.2003

⁴³ Este contrato fue otorgado a la empresa Bechtel por la Agencia Internacional de Desarrollo de los Estados Unidos

percibida con menos interés debido a la logística de seguridad que habría que instaurar. Los continuos sabotajes imprimen una sensación de descontrol y peligro en el proceso de reconstrucción de este país.

El actual administrador norteamericano en Irak, Paul Bremmer, tiene la función de organizar elecciones democráticas para elegir un gobierno reconocido internacionalmente. Según Bremmer, el futuro gobierno iraquí considerará las privatizaciones y los incentivos a la inversión extranjera directa, especialmente en el sector petrolero, como un medio decisivo para reactivar la economía. Pero en las grandes compañías petroleras prevalecen las dudas sobre la validez de tales medidas, mientras Irak permanezca bajo ocupación, de acuerdo a las normas del derecho internacional. A juicio de muchos inversionistas, el riesgo político es enorme, y prevalece el temor de que las nuevas inversiones pudieran ser expropiadas por el nuevo gobierno electo. De allí la importancia que otorgan a realizar negociaciones con un gobierno electo por los iraquíes lo más pronto posible.

Gráfico 4
PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE PETRÓLEO EN IRAK: 1980-2002
(en millones de barriles diarios)



Fuente: EIA (Energy Information Administration)

Las sanciones impuestas al país en 1991 determinaron una caída en la producción de un nivel de 3,5 millones de barriles diarios, antes de la invasión iraquí a Kuwait, a 2 millones de barriles diarios durante el 2002. Recuperar la producción a los niveles de inicios de los noventa, podría llevar unos 18 meses y un costo inicial de 5 mil millones de dólares, con gastos corrientes adicionales de 3 mil millones de dólares anuales.⁴⁴ Sin embargo, el actual ministro de petróleo de Irak, Thamir Ghadhban, ha señalado que los pozos petroleros no podrán extraer siquiera los 2 millones de barriles diarios, por lo menos hasta diciembre, debido a los daños y sabotajes registrados en el país desde el inicio de la intervención militar de la coalición en marzo pasado.

3. Pérdida de hegemonía de la OPEP

La resolución 1483 de mayo del 2003 instrumentada por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas -que puso fin al embargo petrolero en Irak, vigente durante trece años-, así como el derrocamiento del régimen anterior, han creado, teóricamente, las condiciones para que la producción petrolera en dicho país pueda desarrollarse intensamente. Se esperaría que las nuevas autoridades petroleras otorguen facilidades a las inversiones extranjeras, y que se proceda a privatizar y modernizar la precaria industria petrolera.

⁴⁴ Datos proporcionados por el James A. Baker III Institute for Public Policy at Rice University, Houston, Texas

Si se lograra superar los problemas de seguridad y conflictos políticos que actualmente prevalecen en Irak, las compañías petroleras podrían satisfacer sus expectativas de desarrollar la actividad petrolera en Irak. En tal caso, la política energética del país estaría fuertemente influenciada por esas compañías, hecho que ejercería una influencia decisiva en el ya disminuido poder que tiene la OPEP en la fijación de precios del petróleo en el mercado internacional.

La pacificación del país, conllevaría una atracción masiva de las compañías petroleras, que difícilmente se someterían al compromiso de acatar las cuotas de producción que fija la OPEP. Si bien éstas no se cumplen a cabalidad, existe una actitud de compromiso, especialmente en circunstancias en que los precios se han visto severamente deprimidos.

En un escenario de estas características, probablemente Irak desatendería los acuerdos de cooperación en el marco de la OPEP, y por el contrario, no tendría inconveniente en aumentar sus volúmenes de producción unilateralmente, pudiendo provocar un colapso en los precios del petróleo. Este país posee reservas probadas de petróleo por 112 mil de millones de barriles, las segundas en importancia después de las de Arabia Saudita. A pesar de que las estimaciones sobre las reservas potenciales de este país varían significativamente, analistas del *Baker Institute, Center for Global Energy Studies*, de la *Federation of American Scientists*, entre otros, estiman que la región occidental del desierto podría albergar reservas adicionales por otros 100 mil millones de barriles, o quizás aún más, pero éstas aún no han sido exploradas.

Por otro lado, los costos de producción del petróleo iraquí se encuentran entre los más bajos del mundo, haciendo especialmente atractiva su exploración y explotación. Sin embargo, solamente 15 de 73 campos descubiertos han sido desarrollados, mientras que pocos pozos profundos han sido perforados, en comparación con los países vecinos. Además, en Irak sólo se ha reportado que han sido perforados unos 2000 pozos (de los cuales, entre 1500 y 1700 se encuentran actualmente produciendo) en comparación, por ejemplo, con el millón de pozos en Texas. Por otro lado, Irak no ha tenido acceso a las últimas tecnologías industriales, ni inversiones significativas a lo largo de la década de los noventa, y ha adoptado tecnologías antiguas para mantener la producción.⁴⁵

Para el resto de la OPEP, Irak representa un riesgo para el debilitamiento de la organización en la fijación de precios. Aún si permaneciera en la OPEP, el país podría apuntar a ser un *free rider* dentro de la OPEP, dejando la estabilización de los precios a los otros socios.

Como se mencionó en la sección anterior, la OPEP ha ido perdiendo capacidad de intervención en el mercado internacional después de la primera crisis del petróleo en 1973-1974. El significativo incremento de precios dio lugar a la exploración y producción de petróleo en otras regiones del mundo. Además, el desarrollo de nuevas tecnologías de exploración y producción, programas agresivos de reducción de costos por industria, y tratamientos fiscales atractivos ofrecidos por el gobierno a los productores,⁴⁶ fueron factores que contribuyeron a incrementar la producción petrolera fuera de la OPEP.

En los próximos diez años se estima que la producción de la OPEP se incrementará en 18%, mientras que la producción fuera de los países de esta organización será menor, y registrará 14%. En la participación de la producción petrolera fuera de la OPEP, han adquirido recientemente importancia relevante las regiones del Mar Caspio, África y Rusia, como se verá en el capítulo siguiente.

Sin embargo, las proyecciones realizadas por agencias especializadas coinciden en señalar que en las próximas dos décadas, 61% del incremento de la demanda por petróleo será cubierta por la región formada por los países que actualmente son miembros la OPEP. Se calcula que en 2025,

⁴⁵ *Iraq Country Analysis Brief, Energy Information Administration/Department of Energy*, febrero 2003

⁴⁶ *Energy Information Administration / International Energy Outlook 2003*

dichos países producirán 25 millones de barriles diarios de petróleo más de los que producen actualmente, mientras que los países fuera de la organización producirán unos 16 millones más que los niveles presentes. La demanda mundial actual del petróleo se estima en 77 millones de barriles diarios.

Cuadro 2
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO POR REGIÓN Y POR PAÍS: 1990-2025

(en millones de barriles diarios)

Región/País	Historia (Estimados)		Proyecciones				
	1990	2001	2005	2010	2015	2020	2025
OPEP							
Golfo Pérsico	16,2	20,6	21,7	24,8	29,2	34,6	40,5
Otros OPEP	8,3	9,8	9,9	11,3	12,2	13,6	15,1
Total OPEP	24,5	30,4	31,6	36,1	41,4	48,2	55,6
No OPEP							
Industrializados							
Estados Unidos	9,7	9,0	9,0	9,2	9,0	9,4	9,4
Canadá	2,0	2,8	3,1	3,4	3,6	3,8	4,1
México	3,0	3,6	3,8	4,2	4,5	4,6	4,8
Europa Occidental	4,6	6,9	6,6	6,5	6,0	5,6	5,1
Otros	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0	0,9	0,9
Total Industrializados	20,1	23,2	23,4	24,3	24,1	24,3	24,3
Eurasia							
China	2,8	3,3	3,5	3,6	3,5	3,5	3,4
Ex URSS	11,4	8,8	9,7	11,6	13,3	14,4	15,9
Europa Oriental	0,3	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4
Total Eurasia	14,5	12,3	13,5	15,5	17,1	18,3	19,7
Otros No OPEP							
América Central y del Sur	2,4	3,8	4,3	4,7	5,7	6,2	6,7
Otros	4,2	7,3	7,9	8,7	10,1	10,8	12,0
Total Otros No OPEP	7,6	11,1	12,2	13,4	15,8	17,0	18,7
Total No OPEP	42,2	46,6	49,1	53,2	57,0	59,6	62,7
Total Mundial	66,7	77,0	80,7	89,3	98,4	107,8	118,3
Producción del Golfo Pérsico como porcentaje del consumo mundial	24,6	26,7	26,8	27,7	29,6	32,0	34,1

Fuente: Energy Information Administration (EIA)

4. Los nuevos proveedores de petróleo

Se espera que el mayor porcentaje del incremento de la producción petrolera de los países no miembros de la OPEP durante los próximos dos años provenga de la ex Unión Soviética, incluyendo a Rusia y a los países que conforman la región del Mar Caspio. Otra de las regiones que han adquirido relevancia reciente es África Occidental, continente que en su conjunto posee el 8% de las reservas mundiales, porcentaje ligeramente inferior al registrado en América Central y del Sur. La diferencia es que el potencial de consumo de América del Sur es mayor, y la disponibilidad de las exportaciones sólo provienen de México y Venezuela, y, en menor medida, Ecuador, Colombia y Argentina.

El aumento de la producción de crudo en países fuera de la OPEP supone para muchos analistas, un medio efectivo para hacer frente a las interrupciones en el abastecimiento de petróleo que pudieran presentarse en el Golfo Pérsico. Ello es cierto; pero los incrementos de la producción petrolera para satisfacer la creciente demanda mundial que para el año 2025 excederá el nivel registrado en el 2001 en 41 millones de barriles diarios, provendrán básicamente de la región que hoy conforma la OPEP. Solamente 39% de los incrementos esperados en la oferta mundial se espera que provengan de los países no miembros de dicha organización.⁴⁷

a) Rusia

Rusia es uno de los países con mayor potencial energético a nivel mundial. Posee las mayores reservas probadas de gas natural del mundo, y las octavas de petróleo. Es el segundo exportador, el tercer productor, y el quinto consumidor de petróleo a nivel mundial.

La economía rusa es altamente sensible a la evolución de los precios de la energía, en general, y del petróleo en particular. Los ingresos por exportaciones de petróleo proveen alrededor de 25% de los ingresos del gobierno. Los altos niveles de precios de este recurso energético durante el período 1999-2000 le permitieron al país revertir la profunda crisis en la que había incurrido en 1998. Se estima que cada dólar de incremento en el precio del barril de petróleo⁴⁸ genera cerca de mil millones de dólares de ingresos adicionales al país.

Rusia posee reservas probadas de petróleo por 60 mil millones de barriles, localizadas fundamentalmente en Siberia Occidental. El petróleo proveniente de esta región convirtió a la ex Unión Soviética en el primer productor mundial de petróleo en 1988, con una producción de 12,5 millones de barriles diarios. La industria petrolera en Rusia siguió el curso del colapso de la economía soviética, registrando una caída de 23% entre 1992 y 1998, al pasar de producir 7,86 millones de barriles diarios a sólo 6,07 millones de barriles diarios en 1998.

Impulsados por los precios altos del petróleo durante 1999-2000, así como los menores costos internos de producción como consecuencia de la devaluación del rublo en agosto de 1998, las compañías petroleras rusas incrementaron significativamente su producción, superando largamente los bajos niveles registrados en 1998, hecho que ha convertido al país en el segundo productor mundial de petróleo, antecedido solamente por Arabia Saudita. Para poder sostener este nivel de producción, las autoridades rusas estiman que la industria petrolera del país requiere inversiones del orden de los mil millones de dólares anuales. Algunos analistas sostienen que podría ser necesario un monto mayor debido a los precarios equipos utilizados, al deterioro de la infraestructura de transporte, así como una legislación poco clara. Además, la producción de petróleo en Rusia se está incrementando a un ritmo mucho mayor al que acompaña el descubrimiento de nuevas reservas, lo cual hace imprescindible mayores inversiones para poder sostener los actuales niveles de producción en los próximos 10 a 15 años.

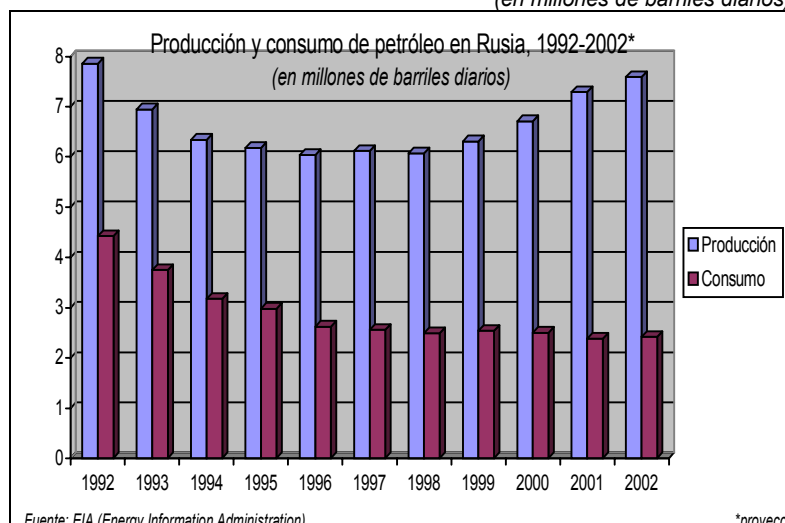
Para contrarrestar una eventual declinación de los niveles actuales de producción, las compañías petroleras rusas, que se vieron beneficiadas por los altos precios registrados en 1999-2000, han realizado inversiones en exploración y perforación de nuevos pozos. Asimismo, se están desarrollando proyectos de asociación entre compañías petroleras rusas y otras grandes compañías occidentales en la región Ártica, en Siberia Oriental, así como en la isla Sakhalin. El éxito de estos proyectos determinará el nivel futuro de producción petrolera de Rusia.

⁴⁷ Energy Information Administration, DOE, U.S.A.

⁴⁸ Se refiere al Ural Blend de Rusia.

Gráfico 5
PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE PETRÓLEO EN RUSIA, 1992-2002*

(en millones de barriles diarios)



Fuente: Energy Information Administration (EIA)

Durante la década de los noventa, Rusia reorganizó su industria petrolera estatal transformándola en un número de empresas integradas verticalmente, habiéndose desprendido el Estado de participaciones significativas en muchos de los casos. A pesar de ello, las inversiones aún no han fluido en la medida de lo esperado. Como las compañías petroleras privadas rusas han empezado a desempeñarse como importantes actores a nivel internacional, los inversores extranjeros tendrán que competir más intensamente con las compañías locales en el mercado ruso.⁴⁹

Las exportaciones rusas podrían ser más elevadas si no fuera por la restringida capacidad de los oleoductos para transportar el petróleo. El principal oleoducto para realizar exportaciones (*Druzhba*), con una capacidad de 1,2 millones de barriles diarios, se encuentra operando a plena capacidad desde hace algunos años. Otros oleoductos de menor tamaño se encuentran deteriorados. La compañía estatal que monopoliza el transporte, *Transneft*, ha dado algunos pasos para actualizar el sistema de oleoductos del país, dando énfasis a la construcción de otros nuevos, así como la diversificación de rutas de exportación para el petróleo. Actualmente se encuentra en construcción el sistema báltico de oleoductos; se está integrando los oleoductos *Druzhba* y *Adria* que permitirán a Rusia exportar a través del mar Adriático, y se estudia la construcción de un oleoducto a China, así como la construcción de un oleoducto de tránsito de Azerbaijón, Kazakistán y Turkmenistán.

Las compañías petroleras rusas intentan desafiar la posición del monopolio estatal *Transneft* sobre los oleoductos de exportación, a través de la construcción de sus propias redes de transporte de crudo. Así por ejemplo, la petrolera privada *Yukos* y el gobierno chino tienen proyectos para construir un oleoducto que partiría de los yacimientos de *Angarsk*, en el este de Siberia. La construcción tendría una longitud de 1.400 millas (2.240 kilómetros) y un costo de 2.800 millones de dólares. La capacidad potencial de transporte sería de 400.000 barriles diarios en 2005 y de 600.000 en una segunda fase.

Este proyecto se contrapone con el que tiene Japón con la empresa estatal rusa de oleoductos, *Transneft*. El plan es construir un oleoducto de 2.474 millas (unos 3.960 kilómetros), con un costo de 5.600 millones de dólares. La instalación partiría del mismo lugar y permitiría transportar diariamente a las costas de Japón un millón de barriles diarios, una cuarta parte del

⁴⁹ El acuerdo de fusión entre las empresas *Yukos* y *Sibneft* podría dar lugar a la formación de la cuarta mayor empresa privada petrolera a nivel mundial.

consumo de petróleo del país. Las obras deberían comenzar el año que viene. Además de la diferencia de costos entre ambos proyectos, algunos analistas consideran ventajoso el proyecto con China debido a que es un mercado que ofrece un potencial de crecimiento mucho mayor que el mercado japonés.

El gobierno tendría como objetivo afianzar a Rusia como el proveedor privilegiado de Europa en gas natural y ocupar espacios de la OPEP como suministrador de petróleo en algunos de sus mercados, como son China, Japón y Estados Unidos. Actualmente, Rusia se presenta como un país con menos conflictos que muchos de los productores de Medio Oriente, y más estable políticamente que otros como Venezuela, Indonesia y Nigeria. A su vez, las compañías petroleras del Reino Unido tienen interés fundamental por participar en el mercado ruso. Los yacimientos del mar del Norte han tocado ya su techo de producción y se estima que el Reino Unido podría pasar a ser importador neto de gas en 2006 y de crudo en 2010.

La energía rusa es centro de atención especialmente de Europa y Asia. El desarrollo de algunas terminales de petróleo podrían otorgarle a Rusia la capacidad de exportar, inclusive, a Estados Unidos. Sin embargo, los costos de transporte y producción que ello implicaría son bastante más altos que los de otras regiones, lo cual hace improbable que Rusia sustituya las importaciones que Estados Unidos realiza, al menos, del Medio Oriente.⁵⁰

Rusia puede suponer un alivio para los consumidores de petróleo de Europa y Asia frente a las presiones de la OPEP, pero no parecería constituir necesariamente una alternativa de sustitución de largo plazo. Las reservas de petróleo de la antigua Unión Soviética no han cesado de descender durante las últimas dos décadas. En 1975, la ex Unión Soviética registraba reservas de 83 mil millones de barriles de petróleo, mientras que a mediados de los noventa, el territorio que formaba parte de ella, registraba reservas inferiores a los 57 mil millones de dólares.⁵¹

b) Mar Caspio

Esta región, que incluye el mar y los estados litorales que lo rodean, (Azerbaiján, Kazakistán, Turkmenistán, Rusia e Irán) es importante para el mercado energético mundial porque contiene importantes reservas no explotadas de petróleo y gas natural. Se estima que la región contiene la segunda o tercera reserva petrolífera más grande del mundo, así como yacimientos de gas natural. Si bien ello no se sabe con exactitud, se considera que las reservas petrolíferas son superiores a las del Mar del Norte y el este de Asia.⁵²

En 1996, el ministro francés de Asuntos Exteriores Hervé de Charrette la proclamó como la región más prometedora para la futura explotación energética mundial. En 1997, el presidente Clinton consideró que el acceso al petróleo en la región del Mar Caspio era un asunto de seguridad nacional para Estados Unidos, y anunció acciones para estrechar vínculos y asistencia militar con los nuevos Estados independientes del Cáucaso y Asia Central. En 1998, el actual vicepresidente Dick Cheney, entonces presidente de Halliburton, una empresa de servicios y productos para compañías petroleras- expresó que no le parecía haber asistido algún otro momento a la aparición, de pronto, de una zona tan importante desde el punto de vista estratégico como la del Mar Caspio. Es como si hubieran surgido las oportunidades de la noche a la mañana.⁵³

Lo más significativo, sin embargo, no es el tamaño absoluto de las reservas del Caspio, sino el hecho de que, según las previsiones, la producción allí va a aumentar durante los próximos años mientras que la de otras regiones petrolíferas (con excepción de la región que hoy conforman los

⁵⁰ *Energy Information Administration, Department of Energy*, Estados Unidos

⁵¹ *La Economía del Hidrógeno*, Jeremy Rifkin, 2003

⁵² Según Daniel Yergin y Thane Gustafson del *Cambridge Energy Research Associates*, es posible que la región del Mar Caspio contenga reservas de petróleo y gas sólo superadas por las de Oriente Próximo

⁵³ *Petróleo, política y guerra*, Xavier Caño Tamayo en *La Jornada*, 12 de septiembre del 2002

países de la OPEP) probablemente disminuirá, o al menos no tendrán el mismo ritmo de incremento. En 1997, por ejemplo, se extrajeron en total 1,1 millones de barriles diarios en la región del Mar Caspio, es decir, un porcentaje pequeño de la producción mundial. Pero en el año 2010 se prevé llegar a los 4 millones de barriles diarios, y en 2020 a los 6 millones. En el mismo período, se prevé que la producción estadounidense bajará de 9,3 a 8,7 millones y la del Mar del Norte, de 6,3 a 5,9 millones de barriles diarios.

El problema que se le presenta a esta región, para poder desarrollar todo su potencial energético, radica en que aún no ha logrado un estatus legal sobre el mar. Hasta 1990, sólo dos países, la Unión Soviética e Irán, tenían límites con el Mar Caspio, y el status legal sobre el mar estaba regido por tratados bilaterales firmados en 1921 y 1940. Durante la década del noventa, el surgimiento de Kazakistán, Turkmenistán y Azerbaijón como estados independientes, ha generado múltiples controversias y conflictos con respecto a los derechos sobre la propiedad y explotación del mar entre los cinco países de la región (los tres mencionados, más Rusia e Irán). Sucede que la mayor parte de los recursos petroleros de Azerbaijón se encuentra costa afuera (*offshore*) y probablemente entre 30 y 40% del total de recursos petroleros de Kazakistán y Turkmenistán también. El potencial de la riqueza petrolera y de gas, así como los riesgos ambientales que implica el desarrollo de estos recursos en el Mar Caspio, han profundizado también los conflictos en esta región.

Las discrepancias prevalecientes no sólo no permiten desarrollar a plenitud la explotación de los recursos petroleros y de gas del mar, sino tampoco la construcción de oleoductos para exportar los recursos energéticos de la región. Las negociaciones entre los cinco países involucrados avanzan lentamente. A pesar de la falta de un acuerdo multilateral para la explotación del petróleo en el mar, varios países están llevando adelante un programa de exploración y explotación, en lo que cada país considera el sector del Mar Caspio que le pertenece. Esto ha sido realizado especialmente por Azerbaijón y Kazakistán.

De estos proyectos participan empresas de la envergadura de *Amoco*, *Chevron*, *ExxonMobil*, *British Petroleum*, *Royal Dutch/Shell*, la francesa *Elf Aquitaine*, la italiana *Agip*, la noruega *Statoil*, la rusa *Lukoil*, y la *China National Petroleum Corporation*. En la mayoría de los casos estas compañías se han asociado con grupos locales, generalmente de propiedad estatal, y también entre sí, a fin de crear consorcios más poderosos de prospección y explotación.⁵⁴ Los resultados de las exploraciones realizadas en la zona marítima del Caspio correspondiente a este último país, dan indicios de que Kazakistán podría convertirse en un importante productor de petróleo.

En la región del Mar Caspio se ponen de manifiesto ciertas discrepancias en los proyectos que tienen Rusia y Estados Unidos respecto a la distribución de los recursos energéticos de esta región, sobre los que antes de la desaparición de la Unión Soviética, Rusia tenía predominancia. Este país tiene como objetivo lograr que una parte significativa de la energía del Caspio sea transportada por el sistema existente de oleoductos rusos hacia el mar Negro y Europa. De esta manera, Rusia podría aprovechar los costos del peaje y ejercer cierto control sobre los suministros de energía procedentes del Mar Caspio.⁵⁵

Estados Unidos tendría dos objetivos clave: el primero, desarrollar la explotación de la cuenca del Caspio como alternativa a los suministros procedentes del Golfo Pérsico; el segundo, lograr que el petróleo y el gas del Caspio lleguen a los mercados occidentales sin pasar por Rusia ni por Irán. Para ello, se considera necesario que las compañías petroleras tiendan nuevos oleoductos y gasoductos en el fondo del Caspio a fin de bombear los suministros desde Kazakistán y Turkmenistán hacia Azerbaijón y continúen desde ahí hasta Georgia y Turquía. Aunque es una

⁵⁴ Ver Klare, M. *Guerras por los Recursos*, Ediciones Urano, Barcelona, 2003, pag. 117

⁵⁵ *Ibid* 54 pag. 121

solución mucho más costosa que los tendidos alternativos por Rusia e Irán, dicha red es considerada menos vulnerable. Como resultado de los proyectos que vienen desarrollándose o negociándose actualmente, se estima que la producción podría rondar los 3,7 millones de barriles diarios en el año 2010. La Agencia Internacional de Energía de Estados Unidos estima que la capacidad de producción de la cuenca del Mar Caspio podría exceder 6 millones y medio de barriles diarios para 2020.

El incremento de la exploración y desarrollo de la región del Mar Caspio está conllevando, a su vez, un incremento en la producción que genera un excedente disponible para exportar. Con los proyectos que actualmente se desarrollan en la región, se espera aumentar las exportaciones netas a más de 3 millones de barriles diarios en 2010 y, posiblemente, 2 millones más hacia el 2020. Sin embargo, para poder exportar el petróleo y gas natural de la región del Mar Caspio, hay un conjunto de medidas que deben ser instrumentadas. Hasta 1990, todos los oleoductos de la región del Mar Caspio, con excepción de aquellos en el noreste de Irán, estuvieron diseñados para abastecer internamente a la Unión Soviética y fueron trazados a través de Rusia.

El Caspio es un mar interior y por lo tanto el suministro de energía desde esta región hacia cualquier mercado debe realizarse por ferrocarril o por oleoductos, cruzando regiones vecinas que, a su vez, son escenarios de conflictos. Hasta 1997, las exportaciones de petróleo de la región del Mar Caspio sólo tenían disponible un gran oleoducto, con una capacidad para transportar 240 mil barriles diarios.⁵⁶

Durante la década de los noventa, se han construido nuevos oleoductos (Baku-Novorossiisk, Tengiz-Novorossiisk y Baku-Supsa). Sin embargo, el relativo aislamiento de la región del Caspio de los mercados mundiales, así como la falta de opciones para exportar, continúa siendo un freno para exportar fuera del territorio de la ex Unión Soviética. De los 920.000 barriles diarios exportados de esa región en 2001, solamente 400.000 se dirigieron a consumidores fuera de dicho territorio. Actualmente se encuentran en consideración varios proyectos para la construcción de nuevos oleoductos en diversas direcciones.

Las opciones para el destino de las exportaciones de petróleo de esta región son múltiples, pero prácticamente todas presentan riesgos de conflicto. Por ejemplo, Afganistán es considerado un paso importante para el transporte de gas y petróleo.⁵⁷ En 1997, se negoció la construcción de un oleoducto de 1.600 kilómetros que llevará un millón de barriles diarios de petróleo desde Turkmenistán⁵⁸ a través de Afganistán hasta los puertos pakistaníes del mar de Omán, y desde allí a la India, uno de los países potenciales consumidores de petróleo y gas más importante del mundo.

Los conflictos civiles en el país han retrasado la construcción de los oleoductos y gaseoductos. La presencia militar norteamericana en Afganistán, así como en otros países vecinos, como respuesta a los atentados del 11 de septiembre del 2001, tendría que haberles otorgado un mayor grado de seguridad a las inversiones en el sector energético de la región, pero los conflictos permanecen latentes.

c) África

Los países de África poseen cerca del 8% de las reservas probadas mundiales de petróleo - casi el triple de las que registra Estados Unidos-, producen el 10,6% y tienen apenas una participación del 3,4 % del consumo mundial. Es decir, disponen de un importante potencial exportador.

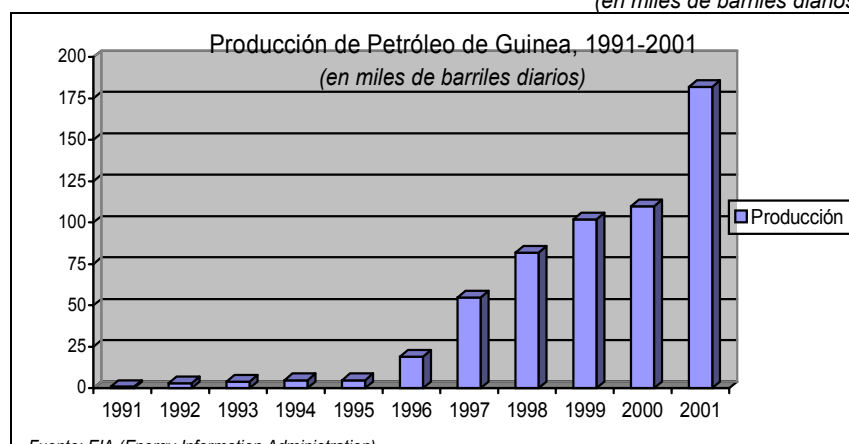
⁵⁶ Se trata del Ayarau-Samara, desde Kasakistán hasta Rusia

⁵⁷ En febrero de 1998, John Maresca, jefe de relaciones internacionales de la compañía petrolera *Unocal*, declaró en el Congreso de los EEUU que el crecimiento de la demanda de energía en Asia y las sanciones contra Irán llevaban a concluir que Afganistán era la única ruta alternativa posible para el petróleo del mar Caspio

⁵⁸ Turkmenistán dispone, además de las tercera reserva de gas natural a nivel mundial.

Los recientes descubrimientos de petróleo en el Golfo de Guinea y las regiones aledañas, han convertido a esta zona en una importante región productora. Guinea Ecuatorial ha pasado a ser el cuarto destino de las inversiones norteamericanas, básicamente en el sector energético petrolero, en África Subsahariana, sólo antecedida por Sudáfrica, Nigeria y Angola. Si bien la producción no es de las más importantes a nivel mundial, presenta un potencial importante de desarrollo en el corto plazo. Se estima que en el período 2000-2004, se habrán canalizado inversiones en el desarrollo de campos petroleros offshore por un monto de 3.400 millones de dólares. Actualmente el país produce 250 mil barriles diarios de petróleo, habiéndose incrementado más de diez veces desde 1996.

Gráfico 6

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DE GUINEA ECUATORIAL: 1991-2001*(en miles de barriles diarios)*

Fuente: EIA (Energy Information Administration)

Fuente: Energy Information Administration (EIA)

El petróleo de África reviste importancia creciente para Estados Unidos, especialmente si la paz en el Medio Oriente no se consolida en el corto plazo. Las inversiones en el sector energético que se realizan en este continente proceden mayoritariamente de empresas norteamericanas. Actualmente, África provee cerca del 15% de las importaciones de petróleo de Estados Unidos, y se proyecta que éstas podrían incrementarse a más del 20% en el año 2015.⁵⁹ Esto es particularmente importante para la economía norteamericana que, de acuerdo a estimaciones de la U.S. Energy Information Administration, el país incrementará su consumo de petróleo en un 50% en las próximas dos décadas. Para 2010, uno de cada cinco barriles provenientes del crecimiento de la capacidad de producción global de petróleo podrían provenir de África Occidental.⁶⁰

Para Daniel Yergin, jefe del Cambridge Energy Research Associates, con sede en Washington, los países de mayor relevancia en este continente son, además de Guinea Ecuatorial, Nigeria y Angola. Nigeria produce 2 millones de barriles diarios de crudo, cerca de un tercio del total de petróleo producido por el continente africano, de los cuales exporta alrededor de 750 mil millones de barriles diarios a Estados Unidos, que corresponden al 8% del total de importaciones que realiza este país.

Las reservas hidrocarburíferas de África Occidental tienen una localización estratégica, que permite cargar directamente el crudo en barcos petroleros sin necesidad de construir oleoductos. Por ello, para los países occidentales, particularmente Estados Unidos, la creciente importación de petróleo africano es considerada como una cuestión de seguridad nacional, estrechando vínculos diplomáticos y de otro tipo con los países de dicha región.⁶¹

⁵⁹ Declaraciones de Guy Selassie, analista del *World Market Research Center* de Londres.

⁶⁰ James Burkhard del *Cambridge Energy Research Associates*.

⁶¹ Ian Gary, *Bottom of the Barrel*, *Catholic Relief Services* (CRS) de la agencia para ayuda al Desarrollo de Estados Unidos.

II. Comportamiento de los principales actores del mercado

A. Países productores

En años recientes, la geopolítica y los factores especulativos han ejercido una influencia preponderante en la determinación de los precios del petróleo. La demanda mundial actual del petróleo se estima en 77 millones de barriles diarios. Los productores no miembros de la OPEP proveen alrededor de 48 millones de barriles diarios, mientras que la OPEP suministra 24,5 millones, cifra que corresponde al 31% de la demanda mundial. Se espera que el crecimiento económico determine una demanda de 107 millones de barriles diarios de petróleo para el año 2020, en comparación con la demanda actual.

Los países de la OPEP participan actualmente del 38% de la producción, del 31% de las exportaciones y del 78% de las reservas probadas a nivel mundial. Las vastas reservas, registran además los más bajos costos de extracción mundiales, hecho que determina una buena posición de estos países para enfrentar la creciente demanda futura de petróleo. Las reservas de los países productores no miembros de la OPEP representan menos de un cuarto del total mundial, y toda vez que dichas áreas son maduras, se espera una tasa de crecimiento de su producción relativamente menor en los próximos años.

Como se ha mencionado, la oferta de petróleo está determinada por factores políticos y económicos. En la oferta proveniente de los

países de la OPEP, los factores políticos tienen un peso gravitante. En la de los productores independientes de esta organización, generalmente con costos de extracción más altos, son los precios los condicionantes fundamentales de la oferta de petróleo. El alza de los precios estimula la inversión, lo cual da lugar, a su vez, a que se oferten volúmenes superiores de petróleo. Es decir, la oferta de petróleo en la mayor parte de los países no pertenecientes a la OPEP, es elástica al precio.

Si bien los precios altos estimulan la inversión en la exploración y el desarrollo, pasan varios años antes de que el petróleo pueda ofertarse en el mercado. Mientras ello no ocurre, subsiste el riesgo que cambien los precios, comprometiendo la rentabilidad del proyecto en caso que los precios bajen.

Las áreas petroleras son sensibles a los precios no sólo en función de sus costos de extracción, sino de su madurez. Las regiones petrolíferas maduras tienen costos de extracción altos en campos ya desarrollados que registran una producción decreciente. Los precios bajos tienden a desalentar la inversión en mantenimiento y tienen un efecto negativo inmediato sobre la producción de dichas regiones, pero no sobre aquellas que son menos maduras. Inversamente, los precios altos tienden a alentar la inversión en mantenimiento y a elevar la oferta marginal de las regiones maduras, pero con poco efecto positivo inmediato sobre la oferta real proveniente de regiones menos maduras.⁶²

Las dos regiones más maduras del mundo, Rusia y Estados Unidos, tienen la producción promedio por pozo más baja y, probablemente, los costos promedios de exploración y extracción más altos. En ambos países, los nuevos prospectos petroleros más prometedores, tales como Alaska y Siberia, con costos de extracción por debajo del costo nacional promedio, tienen una ubicación remota y costos de transporte elevados. Por lo tanto, es probable que en los Estados Unidos, y en Rusia, la producción petrolera real, así como también la inversión en nuevos campos petrolíferos, sea cada vez más sensible al precio. En 1999-2000, la industria petrolera rusa impulsada por la privatización se mostró sensible a los precios superiores e incrementó la producción.

Por el contrario, los países del Golfo Pérsico, constituyen regiones inmaduras y rentables dados los bajos costos de inversión, y cortos tiempos de puesta en marcha de la producción. En este caso es improbable que la producción o la inversión sean sensibles al precio en el futuro cercano. Éstas están sujetas a la discreción del gobierno, así como también a consideraciones financieras, políticas y estratégicas. (Noreng, 2003)

Los productores de petróleo con costos menores de extracción a los de la OPEP tienen la ventaja de poder percibir una renta económica en un mercado en donde la demanda tiene poca elasticidad al precio. En algunos casos, el límite de dicha renta lo establece la competencia de otros exportadores cuya producción real quizás tampoco sea sensible al precio, con el riesgo constante de perder participación de mercado.

En el mercado internacional del petróleo, como en cualquier otro mercado, los proveedores pueden sacar provecho de la cooperación, o perder a partir de una competencia ilimitada por la participación del mercado. Por ello, aún con diversas características y realidades, la cooperación y coordinación entre los productores de petróleo, tanto al interior de la OPEP, como con los productores independientes, es imprescindible para contribuir a otorgarle un mayor grado de estabilidad al mercado. Como en cualquier otro mercado, los proveedores de petróleo pueden obtener beneficios de la cooperación o perder a partir de una competencia ilimitada por su participación en él. Entablar una guerra de precios para ganar una mayor participación de mercado determina que los ingresos por petróleo descendan, como sucedió en el período 1997-98. Por el contrario, coordinar con otros países productores para reducir la producción, y elevar los precios, puede producir mayores ingresos, como en 1999-2000.

⁶² Oystein Noreng, "El poder del petróleo" Editorial El Ateneo, Buenos Aires, 2003, pag. 144

1. Países miembros de la OPEP

Contrariamente a lo que sostienen algunas agencias especializadas, la OPEP no *tiene la llave* de la perspectiva del mercado petrolero. Los altos niveles en los precios del petróleo durante el 2003, especialmente durante el primer trimestre del año, se deben, a juicio de la organización, a algunos factores que influyeron en la oferta del crudo como resultado de la interrupción de la producción por dos meses en Venezuela,⁶³ interrupciones esporádicas en Nigeria, bajos niveles de stocks de petróleo en los países de la OECD y, sobre todo, por las tensiones derivadas del inicio de la guerra en Irak. Estos factores geopolíticos han restado importancia a la participación que tiene el equilibrio entre oferta y demanda en la formación del precio del crudo.

Las tensiones políticas han generado, en algunos momentos, lo que denominan un premio de guerra (*war premium*) de hasta 8 dólares por barril de crudo.⁶⁴ Este premio ha fluctuado de acuerdo a la intensidad de los conflictos y las tensiones. Ello se demuestra en el hecho que al momento en que el desenlace de la guerra en Irak parecía inminente, los precios cayeron bruscamente, inclusive, a niveles más bajos de los que efectivamente se registraron cuando se inició el conflicto. Efectivamente, sólo en una semana, la canasta de precios de la OPEP cayó un 18%, mientras que el West Texas Intermediate lo hizo en 20%.

De acuerdo a la OPEP, ello se debería a las expectativas generadas por los agentes comercializadores, de que la guerra sería breve, y que la reanudación e incremento de las exportaciones de petróleo de Irak se incrementarían en el corto plazo. La evidencia de que ello no está sucediendo de la forma prevista, constituye uno de los factores que determinan que los precios hayan subido nuevamente y se mantengan durante el segundo y tercer trimestres en niveles superiores con respecto al mismo período del año anterior. A esta tendencia alcista contribuye también los incrementos en los costos de seguro de los barcos petroleros, que han dado lugar a una caída del comercio del petróleo.

Según la OPEP, si los precios respondieran a los equilibrios de la oferta y demanda en el mercado, los precios deberían ubicarse en el nivel más bajo del mecanismo de bandas de precios de la OPEP que prevé un mínimo de 22 y un máximo de 28 dólares por barril de petróleo.

La OPEP inició el año 2003 con un volumen de producción de petróleo de 23 millones de barriles diarios. La paralización por dos meses en la producción de Venezuela, que dio lugar a un retiro del suministro de petróleo por 2,8 millones de barriles diarios, y las interrupciones temporales en Nigeria, determinaron un incremento de las cuotas de producción, en febrero, por 1,5 millones de barriles diarios.⁶⁵

Luego del inicio de la guerra de Irak, la OPEP no sólo no volvió a incrementar sus cuotas de producción, sino por el contrario, en junio las restringió en 2 millones de barriles diarios. Se considera que Venezuela ha recuperado sus niveles de producción, y que a pesar de las temporarias reducciones que afectan la producción en Nigeria, así como de la suspensión de las exportaciones petroleras provenientes de Irak, hay suficiente petróleo en el mercado. Los precios, según la organización, podrían caer significativamente cuando Irak reanude sus exportaciones.

⁶³ Durante diciembre de 2002 y enero de 2003 se produjo una huelga general en Venezuela que paralizó la producción de petróleo del país en dicho período.

⁶⁴ Discurso de Álvaro Silva Calderón, Secretario General de la OPEP, en el simposio *Petróleo y Seguridad*, organizado por el International Institute for Peace. Marzo 28, 2003

⁶⁵ Para evitar tensiones en la oferta de petróleo, la OPEP ha incrementado su producción en reiteradas oportunidades. Lo hizo durante la Guerra del Golfo Pérsico en 1991, y en el 2000, cuando los problemas de suministro en Estados Unidos registraron un pico máximo debido a la falta de capacidad en la refinación, incrementó la producción en 3,7 millones de barriles diarios.

Recuadro 1

MECANISMO DE BANDA DE PRECIOS DE LA OPEP

Uno de los mecanismos importantes destinados a estabilizar el precio del petróleo fue implementado por la OPEP en el marco de la Conferencia realizada en Viena en el mes de junio del año 2000. El mecanismo, que entró en vigencia a partir del 1 de octubre, y fue aplicado por primera vez el día 30 del mismo mes, establece una banda de fluctuación entre 22 y 28 dólares para fijar el precio del barril de petróleo de la canasta de siete crudos de la OPEP.

Los ministros se comprometieron a aumentar la producción de la OPEP en 500.000 de barriles diarios en el caso que el precio del barril de petróleo de la canasta de la OPEP supere los 28 dólares durante 20 días consecutivos. De forma inversa, reducirían su oferta, también en 500.000 barriles diarios, si la cotización descendía por debajo de los 22 dólares durante 20 días seguidos.

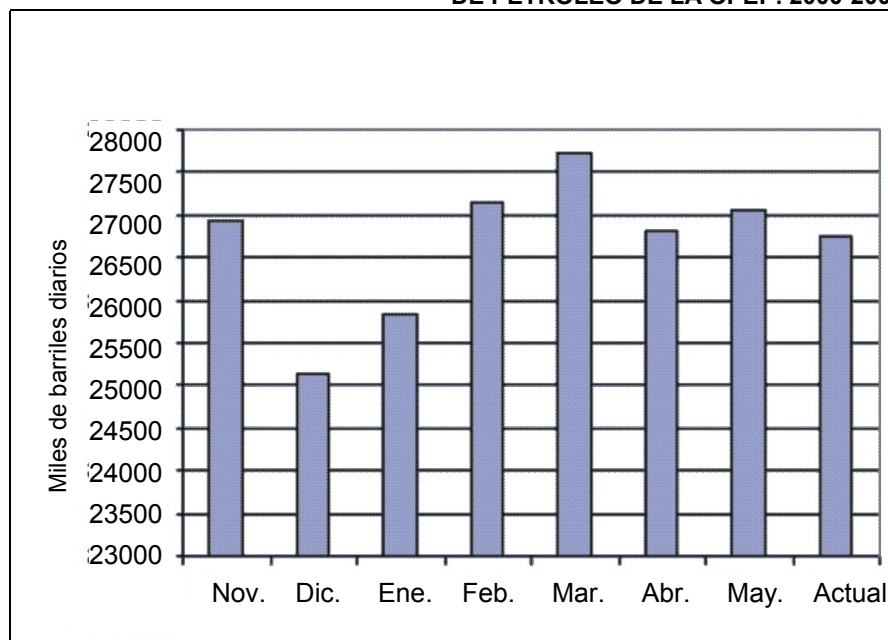
El acuerdo fue el resultado de una propuesta que realizó Venezuela. Inicialmente, Arabia Saudita se opuso a que este mecanismo sea vinculante y automático, debido a que a través de éste, la política petrolera quedaría en manos del mercado, con lo cual, los precios estarían supeditados a la volatilidad, ajena muchas veces a la situación real del sector.

Durante la 112ava. Reunión Extraordinaria de la Conferencia de Ministros de la OPEP realizada en noviembre del 2000, la organización suprimió el mecanismo de revisión automática de la producción. En adelante, el mecanismo de bandas dejaría de ser automático y se instrumentaría por decisión de la organización y no del mercado.

Los usos más importantes de este mecanismo de banda de precios se han dado en dos oportunidades: el primero, en el cuarto trimestre del 2001, oportunidad en que los precios cayeron por debajo de los 17 dólares el barril, precio por debajo de los 22 dólares que fija el límite inferior, luego de los atentados del 11 de septiembre. Más recientemente, en el cuarto trimestre del 2002, fue utilizado cuando los precios se incrementaron por encima del límite superior de 28 dólares como consecuencia de la huelga en Venezuela, que produjo una falta de suministro de crudo en el mercado de más de 2,8 millones de barriles diarios. El mecanismo fue utilizado nuevamente en el primer trimestre del 2003, antes del inicio de la intervención en Irak.

Fuente: Ruiz Caro Ariela, El papel de la OPEP en el comportamiento del mercado petrolero internacional, CEPAL, 2000 y *Energy Information Administration*.

Gráfico 7

EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DE LA OPEP: 2000-2003

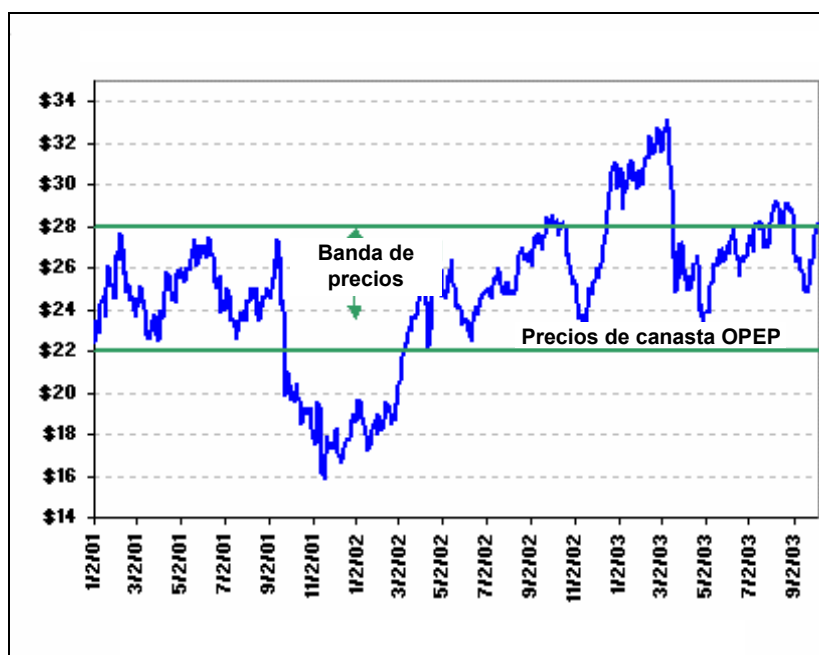
Fuente: OPEC Brief, EIA, junio 2003

Por otro lado, los bajos niveles de stock de petróleo, elemento que ejerce presión alcista en los precios del petróleo, se deben, según la OPEP, a la preocupación de las corporaciones petroleras de maximizar sus ganancias evitando el riesgo de acumular stocks, especialmente en períodos de inestabilidad en el mundo. Los compradores de petróleo temen adquirirlo ante la

posibilidad de enfrentar pérdidas posteriores y los agentes comercializadores de petróleo tienen a sobrereactuar en relación a los cambios en los niveles de stocks, lo cual produce *acciones en manada*, difíciles de frenar. Este comportamiento imprime una tendencia alcista, o al menos incierta en los precios, afectando toda la cadena energética. Asimismo, mientras mayores son las fluctuaciones, mayor es también la especulación en los mercados.⁶⁶

En este contexto, la OPEP ha reiterado la importancia creciente de disponer de un mecanismo de banda de precios como medio para proporcionar estabilidad al mercado. Desde su vigencia hace tres años, el precio de la canasta de precios de la OPEP⁶⁷ sólo ha superado el límite de los rangos establecidos en dos oportunidades: el trimestre posterior al 11 de septiembre de 2001, en que el precio descendió por debajo del nivel de 22 dólares, así como durante el primer trimestre del 2003, producto de la prolongada huelga en Venezuela y de las tensiones previas al estallido de la guerra en Irak, en que el precio superó el límite de los 28 dólares por barril.

Gráfico 8
EVOLUCIÓN DE LA CANASTA DE PRECIOS DE
LA OPEP: ENERO 2001 – AGOSTO 2003



Fuente: OPEC Fact Sheet, EIA, septiembre 2003

No sólo los países de la OPEP tienen interés en mantener un precio estable en el marco de un mecanismo que fije límites de precios. Rusia está dispuesta a apoyar precios entre 20 y 25 dólares por barril para el crudo marcador de ese país, que coincide con los límites establecidos por la organización. Asimismo, la Unión Europea, ha manifestado su interés en que los precios no descieran debajo de los 20 dólares por barril, debido fundamentalmente a los ingresos fiscales provenientes de los altos impuestos que los gobiernos europeos aplican a los combustibles.

⁶⁶ Discurso de Álvaro Silva Calderón, Secretario General de la OPEP en el Simposio sobre Petróleo y Seguridad, organizado por el *International Institute for Peace*, Viena 28 de marzo 2003

⁶⁷ El precio de referencia de la canasta de crudos de la OPEP -introducido el 1° de enero de 1987- es el promedio aritmético de siete crudos seleccionados. Estos son: *Saharan Blend* (Argelia); *Minas* (Indonesia); *Bonny Light* (Nigeria); *Arab Light* (Arabia Saudita); *Dubai* (Emiratos Árabes Unidos), *Tia Juana Light* (Venezuela), y *Isthmus* (México). México no es miembro de la OPEP.

Cuadro 3
CUOTAS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO VIGENTES EN LA OPEP
(desde 01/06/2003)

País	Producción (en millones de barriles diarios)
Argelia	0,81
Indonesia	1,31
Irán	3,72
Kuwait	2,03
Libia	1,36
Nigeria	2,09
Qatar	0,66
Arabia Saudita	8,26
Emiratos Árabes U.	2,22
Venezuela	2,92
Total	25,4

Fuente: OPEP

La OPEP considera que la estabilidad de los precios del petróleo no es un asunto que concierne sólo a la organización, y para lograrla, deben participar todos los actores del mercado del crudo, especialmente los países productores que no pertenecen a la organización. Como la organización sostiene que los niveles relativamente altos de precio obedecen a factores de conflictos políticos y especulativos, y no a una falta de oferta de crudo en el mercado, instan permanentemente a los productores fuera de la organización a coordinar los niveles de su producción. A la vez que reconocen el esfuerzo de las medidas adoptadas por la mayoría de productores independientes en períodos de excesiva volatilidad, o niveles extremos de precios durante la década pasada, reclaman que las medidas no sólo se adopten en *días lluviosos* si es que verdaderamente se quiere tener éxito en el futuro. *La cooperación, o mejor, el esfuerzo armonioso, para quienes no les guste utilizar aquella palabra, es un proceso permanente que debe superar los límites de tiempo y circunstancia.*⁶⁸

Asimismo, la OPEP considera que la estabilidad de los precios del petróleo no es un asunto que corresponda sólo a los países productores de petróleo, dentro o fuera de la organización. La Agencia Internacional de Energía, entre otras agencias especializadas, deben participar también en ese esfuerzo de estabilización. Deben también contemplarse los impuestos a la importación de crudo o a los combustibles que se aplican en los países consumidores; las amenazas de conflictos y tensiones bélicas en regiones petroleras; así como las crecientes especulaciones en los niveles de stocks y compras en los mercados de futuros. En ese sentido, debe prestarse atención a las limitaciones que pudieran derivarse de la liberalización de los mercados energéticos, y establecer si toda la cadena energética funciona adecuadamente y contribuye a mantener el equilibrio del mercado. Se sugiere que en Europa, donde se ha establecido un mercado energético crecientemente desregulado, deben considerarse mecanismos que contribuyan a disminuir las fluctuaciones que afectan el mercado energético.⁶⁹

La OPEP considera fundamental el principio de soberanía permanente en el manejo de los recursos naturales, el derecho a regular la producción, y a manejar la explotación de los recursos en línea con los objetivos de desarrollo de cada país. Este principio podría ser considerado también en

⁶⁸ Discurso del Dr. Rilwanu Lukman, Presidente de la Conferencia y Consejero presidencial en asuntos de petróleo y energía de Nigeria durante la 122ava Conferencia Extraordinaria de la OPEP. Diciembre 12 de 2002.

⁶⁹ Discurso de Álvaro Silva Calderón, Secretario General de la OPEP en el taller OPEP y *Energy Charter Treaty*, Viena, enero de 2003

relación a los temas del tránsito, en el suministro seguro de la oferta a largo plazo, eficiencia energética y algunos aspectos del arbitraje internacional.

Finalmente, uno de los aspectos recientes sobre los cuales la organización ha manifestado preocupación, es el referido a la pérdida del poder de compra que generan sus exportaciones de petróleo debido a la devaluación del dólar con respecto al Euro, especialmente a principios de 2003. Los países productores de crudo que tienen flujos de comercio importantes con Europa, registran pérdidas significativas, ya que los precios del barril del petróleo se fijan en dólares.

2. Países productores no miembros de la OPEP

Los países productores de petróleo que no son miembros de la OPEP tienen una participación de 69% en las exportaciones petroleras, 62% en la producción, y un 22% en el total de las reservas probadas de petróleo a nivel mundial

Si bien varios países que no son miembros de la OPEP producen petróleo, sólo unos pocos son exportadores netos de petróleo. En el año 2002, los ocho mayores productores de petróleo no miembros de la OPEP, fueron en su conjunto importadores netos. El caso extremo de esta realidad es Estados Unidos, el mayor productor mundial de petróleo, y al mismo tiempo el mayor importador a nivel mundial, y por lo tanto, el mayor consumidor.

Los principales países exportadores netos de petróleo, no miembros de la OPEP, son, en orden de importancia, Rusia, Noruega, y México. En muchas oportunidades, especialmente en períodos de declinación de los precios, éstos han restringido su producción coordinadamente con la OPEP, con el fin de sostener los precios del mercado.

Es importante destacar que en la mayoría de los países productores importantes de petróleo, que a la vez son exportadores netos, el Estado tiene el mayor control sobre los recursos, y por lo tanto, capacidad para intervenir en los niveles de producción. México es el caso extremo, mientras que Rusia es el país que más ha abierto la participación privada en el sector energético, en general.⁷⁰ Como las compañías privadas no retienen producción rentable y no ahorran en su capacidad de producción, en caso de una interrupción significativa de petróleo a nivel mundial, los países de la OPEP son los que más condiciones presentan para compensar las pérdidas al convertirse en la fuente inmediata de suministro adicional de petróleo.

De los mayores productores de petróleo no miembros de la OPEP, México es el país que más se ha involucrado con los acuerdos de la organización. Desde 1997, México ha participado en la mayoría de las reuniones de la organización, mucho más que cualquier otro país productor independiente, habiéndose comprometido, desde entonces, a acompañar la política de restricción de la producción en siete oportunidades. México desempeñó un papel importante en la reducción de las cuotas de producción que se adoptaron en 1998, oportunidad en la que el precio del petróleo llegó a sus niveles más bajos en dos décadas, al intermediar entre dos importantes productores, Arabia Saudita y Venezuela, que no se ponían de acuerdo en los niveles de producción.

Como el sector petrolero mexicano está totalmente en manos del Estado, el gobierno tiene la capacidad de controlar el nivel de producción, así como de las exportaciones. Los recortes de producción de México se aplican en general a las exportaciones, más que a la producción, pero en general, es posible afirmar que el país cumple sus compromisos.⁷¹ Es importante señalar, que el crudo marcador de México (*Istmo de México*) es el único, fuera de la OPEP, que está incluido en la canasta de precios de la Organización

⁷⁰ Gran Bretaña es el único país exportador importante de hidrocarburos que no tiene ninguna empresa petrolera estatal.

⁷¹ *Non-OPEC Fact Sheet*, EIA, DOE, mayo 2003

MAYORES PRODUCTORES Y EXPORTADORES NETOS DE PETRÓLEO**Mayores productores mundiales de petróleo, 2002****(miembros de la OPEP en cursiva)*

	País	Producción total de Petróleo (en millones de barriles diarios)
1)	Estados Unidos	9,08
2)	<i>Arabia Saudita</i>	8,54
3)	Rusia	7,65
4)	México	3,61
5)	<i>Irán</i>	3,54
6)	China	3,37
7)	Noruega	3,33
8)	Canadá	2,94
9)	<i>Venezuela</i>	2,91
10)	Reino Unido	2,55
11)	<i>Emiratos Árabes Unidos</i>	2,38
12)	<i>Nigeria</i>	2,12
13)	<i>Irak</i>	2,04
14)	<i>Kuwait</i>	2,02

Mayores exportadores netos de petróleo en el mundo, 2002**(miembros de la OPEP en cursiva)*

	País	Exportaciones netas de Petróleo (en millones de barriles diarios)
1)	<i>Arabia Saudita</i>	7,00
2)	Rusia	5,03
3)	Noruega	3,14
4)	<i>Venezuela</i>	2,46
5)	<i>Irán</i>	2,26
6)	<i>Emiratos Árabes Unidos</i>	2,07
7)	<i>Nigeria</i>	1,85
8)	<i>Kuwait</i>	1,73
9)	México	1,68
10)	<i>Irak</i>	1,58
11)	<i>Argelia</i>	1,34
12)	<i>Libia</i>	1,17

Fuente: EIA (Energy Information Administration)**Notas:** * La tabla incluye todos los países cuyas exportaciones netas exceden el millón de barriles diarios en 2002.

Rusia también ha asistido a un número importante de encuentros de la OPEP desde 1997, y se ha comprometido en tres oportunidades a reducir su producción y/o exportaciones en coordinación con la organización. Parte de la industria petrolera se encuentra en manos privada, hecho que ha dificultado la instrumentación de los acuerdos.

Noruega no participa en general de las reuniones de la OPEP, pero ha ajustado su producción en coordinación con la OPEP en tres oportunidades desde 1998. Como Noruega no es un consumidor importante de petróleo, las reducciones que realiza afectan la producción más que las

exportaciones debido a que el mercado doméstico no es suficientemente grande para absorber la producción adicional que resulta de restringir las exportaciones.

Recuadro 2

LOS TRES MAYORES EXPORTADORES NETOS DE PETRÓLEO FUERA DE LA OPEP

Rusia es el mayor exportador de petróleo fuera de la OPEP, y el segundo a nivel mundial después de Arabia Saudita, con exportaciones netas estimadas en más de 5,03 millones de barriles diarios. Debido a que es una región petrolera madura, el país necesita precios relativamente altos para poder hacer rentables las inversiones en exploración, desarrollo e infraestructura. Los precios altos de los últimos años le han brindado a la industria petrolera rusa ingresos que le han permitido revertir su crítica situación económica que alcanzó su momento más álgido en 1998, y financiar inversiones en el sector.

Noruega es uno de los principales productores y exportadores de petróleo, con exportaciones netas de 3,14 millones de barriles diarios, por encima de todos los países de la OPEP, salvo Arabia Saudita. Toda vez que la región petrolera está alcanzando su madurez, necesita precios relativamente altos que hagan rentables las exploraciones y el desarrollo en áreas offshore más remotas y de aguas profundas. Históricamente, la industria petrolera ha sido totalmente estatal. Recientemente, el gobierno ha iniciado un proceso parcial de privatización, que ha dado lugar a la participación de un número importante de empresas privadas en el sector.

México es el tercer exportador más grande no miembro de la OPEP, con exportaciones netas de 1,68 millones de barriles diarios. Las zonas petroleras de México tienen una madurez mixta: algunas áreas han sido muy exploradas y desarrolladas, mientras que otras áreas potenciales, especialmente offshore, han sido poco exploradas. La industria petrolera mexicana PEMEX es un monopolio estatal y por mucho tiempo, su capacidad de inversión estuvo determinada por la asignación del presupuesto nacional. Desde 1996, PEMEX está autorizada a conseguir fondos de fuentes externas. Sus reservas probadas han disminuido a la mitad en una década, y de mantenerse los actuales niveles de producción, sin una afluencia significativa de inversiones en exploración, se estima que éstas no durarían más de veinte años.

Fuente: Elaboración en base a datos de la EIA y *British Petroleum*

A la mayoría de productores independientes, les interesa mantener precios estables, preferiblemente altos, y en muchas oportunidades, como se ha señalado, han participado en la coordinación de las cuotas de producción conjuntamente con la OPEP. Sin embargo, algunos de ellos tienen intereses de política comercial distintos debido a sus diferentes estructuras económicas.⁷² Sus estrategias con respecto a la OPEP varían desde la cooperación a la condición de *free riders*. Es decir, no contribuyen cabalmente en sus compromisos de reducción de cuotas de producción, pero se benefician cuando el esfuerzo de los otros países permite sostener los precios.

Desde el punto de vista de los compradores, el petróleo mexicano o noruego es especialmente atractivo debido a la seguridad de la oferta que resulta de la ubicación geográfica y la estabilidad política. Esto les confiere a ambos una buena posición de negociación, pero los vuelve sensibles a presiones por parte de sus principales socios comerciales a fin de que incrementen el nivel de producción.

B. Comportamiento de la industria petrolera

1. El escenario para la inversión petrolera

Las previsiones de la Agencia Internacional de Energía y de la OPEP, coinciden en señalar que el crecimiento energético mundial registrará hasta el 2020 una tasa promedio anual de 1,7%. Coinciden también, en que a pesar de los esfuerzos que se realizarán en el desarrollo de energías alternativas renovables, los combustibles fósiles serán el recurso predominante. Entre ellos, el petróleo continuará siendo la fuente energética preponderante, seguido por una tasa creciente de

⁷² Dado que ninguno de los principales exportadores de Oriente Medio ha logrado industrializarse y vivir del retorno de inversiones ajenas al petróleo, todos ellos dependen de la renta económica del crudo. La dependencia de la renta económica significa vivir de los ingresos sin una inversión correspondiente. Esto puede resultar políticamente expeditivos en el corto plazo, pero a la larga comporta serios riesgos económicos, como se hizo evidente durante 1998, cuando el precio cayó bruscamente. El funcionamiento de estos países depende de la renta del petróleo. (Onerg 160)

participación del gas en el mercado. Se estima, asimismo, que los mayores porcentajes de crecimiento de la demanda de energía primaria provendrán de los países subdesarrollados, especialmente de Asia. En este marco, la naturaleza y características de las inversiones en el sector de la industria petrolera desempeñarán un papel fundamental en la continuidad y el suministro de este bien, para poder abastecer los crecientes niveles de demanda durante las próximas décadas. La OPEP estima una inversión acumulada en la capacidad mundial de producción de 1 trillón de dólares entre 2001 y 2020, de los cuales más de cuatro quintos estarán destinadas a áreas de costos más altos fuera de la organización.

A juicio de la OPEP, para mantener una oferta sustentable en el tiempo, es imprescindible incrementar la capacidad de producción, así como reemplazar las reservas petroleras agotadas y los equipos e infraestructura petrolera obsoletos, aplicar tecnologías modernas, entre otros. Asimismo, sostiene que la tendencia hacia una mayor liberalización de los sectores energéticos en diversos lugares del mundo, ha generado problemas de inestabilidad al dejar aspectos estructurales fundamentales de la economía librados a las desreguladas fuerzas del mercado. Las acciones en las actividades *upstream* necesitan ser profundamente revisadas y tomar en cuenta las políticas energéticas nacionales de los grandes consumidores, las mismas que podrían afectar los patrones de la demanda futura.⁷³

Por ello es necesario armonizar la expansión de las inversiones en las actividades *upstream*, las facilidades que se den para el desarrollo de las actividades *downstream*, aplicar tecnologías limpias, y asegurar ciertos niveles de demanda. Para poder realizarlas, y atraer inversiones que generen tasas de retorno que permitan revertir y hacer rentables las inversiones, es fundamental mantener la estabilidad del mercado.

Desde el inicio de los noventa, prevalece una tendencia hacia la liberalización dentro del sector energético, con el consiguiente incremento de la inversión de capitales privados, ya sea a través de la venta de empresas estatales, del establecimiento de empresas conjuntas con los gobiernos, o la simple apertura de actividades. Este proceso de privatización no ha tenido lugar en los países con mayor potencial petrolero. La flexibilización de algunas normas para atraer capitales no se ha dado en los más importantes países productores de petróleo, de forma tal que haya amenazado la posición o intereses estatales de los principales países productores. Lo que ha ocurrido es una apertura de algunas actividades específicas que los gobiernos han estado dispuestos a fomentar, pues de cualquier forma, por sus características, estos proyectos no serían viables o considerables dentro de sus inversiones estratégicas (Smith y Gallina, 2001).

Rusia, por ejemplo, es de los importantes países productores de petróleo que más ha liberalizado su sector energético, pero aún conserva una importante presencia a través de algunas empresas petroleras estatales. Brasil y Colombia mantienen también a sus respectivas empresas nacionales, PETROBRAS y ECOPETROL, como principales entidades dentro de su sector de hidrocarburos. En el caso de los países de la OPEP, Argelia, Nigeria y Venezuela, han iniciado un proceso de apertura en algunas actividades. En general, los proyectos a cargo de las empresas privadas se ubican en la exploración y producción de regiones nuevas o en aguas profundas, y en la producción de campos marginales. Sin embargo, la mayor parte de los proyectos de desarrollo de los yacimientos tradicionalmente más ricos y rentables siguen siendo administrados por sus respectivas empresas estatales.⁷⁴

Esta realidad no ha impedido que, salvo México, los diez principales países exportadores de petróleo hayan incrementado sus reservas durante la última década, y hayan logrado un crecimiento

⁷³ IEA *brainstorming meeting on "Investment challenges in the energy sector"* Address by Dr. Shihab-Eldin, Director Research Division, OPEC. Paris, France, 28 April 2003.

⁷⁴ Para mayor información ver Gallina, Sergio y Smith, Walter "La industria petrolera internacional de principios del milenio: tendencias y actores". Gerencia de planeación Estratégica, Instituto Mexicano del Petróleo, 2001

importante en la perforación de pozos. Stevens (1997), opina que es difícil pensar que un proceso de privatización total ocurra dentro de los países exportadores importantes, ya que en estas naciones, el sector es estratégico desde el punto de vista energético, de bienestar social, de fuente de divisas internacionales y de ingresos públicos, por lo que es poco probable que un gobierno pudiera abstenerse de intervenir directamente.

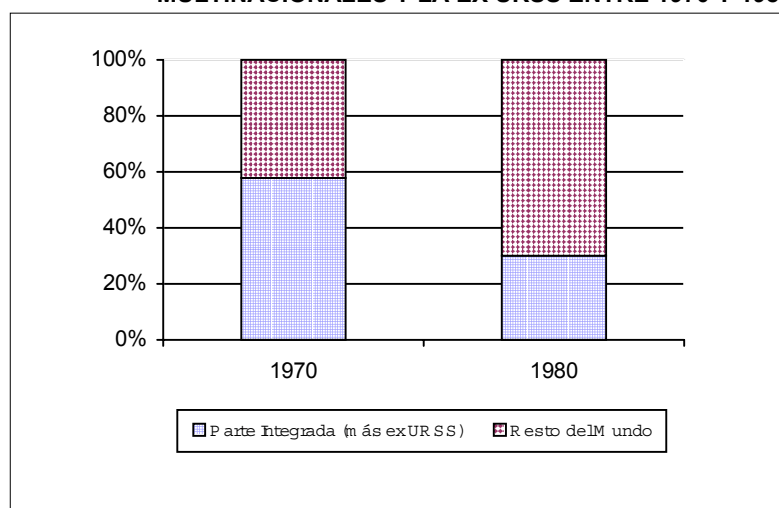
2. La reintegración vertical de la industria petrolera

Las estrategias de las compañías petroleras multilaterales han venido adecuándose a las distintas circunstancias prevalecientes, así como a los cambios en la tecnología, la organización, la financiación, las barreras de entrada, entre otras. Durante la década de los setenta, la integración vertical de las empresas petroleras se redujo significativamente debido fundamentalmente al control que tomaron los países productores de las operaciones *upstream*. En 1970, las siete principales compañías petroleras internacionales y la ex Unión Soviética representaban una integración de operaciones que cubría cerca del 60% del total de la industria internacional del sector, mientras que para 1980, solo representaba el 30%.

Hasta antes de la primera crisis del petróleo, las siete mayores compañías petroleras internacionales producían más crudo del que refinaban y comercializaban; en 1997 las empresas refinaban más de lo que producían, debiendo adquirir la mitad del volumen que refinaban de los mercados, hecho que las hizo vulnerables a las fluctuaciones del mercado petrolero. El aumento de los precios del petróleo en los setenta y el desarrollo de nuevas tecnologías redujo la importancia de las economías de escala en las actividades *upstream*, mas no en las *downstream*. Los mercados petroleros y la comercialización se abrieron y se volvieron más transparentes a medida que la nacionalización en los países de la OPEP, y en otras partes, les restó importancia a las operaciones integradas (Onerg, 2003). Durante la década de los noventa, la industria petrolera ha registrado la tendencia hacia una reintegración vertical básicamente a través de tres mecanismos: la adquisición de activos o la fusión; la asociación en empresas conjuntas; y la asociación a través de contratos de suministro o contratos de exploración y producción de riesgo y producción compartidas (Brown and Semmens, 1995).

Gráfico 9

INTEGRACIÓN DE LAS COMPAÑÍAS PETROLERAS MULTINACIONALES Y LA EX URSS ENTRE 1970 Y 1980



Fuente: La Industria Petrolera de Principio del Milenio: Tendencias y Actores, Gallina y Smith, Instituto Mexicano del petróleo 2001

El tipo de mecanismo utilizado depende de las características de la empresa (régimen de propiedad, posesión de reservas petroleras) y de su ubicación en las actividades *upstream* o *downstream*. Por ejemplo, algunas de las empresas petroleras estatales de los países productores que han avanzado en la integración e internacionalización de su industria petrolera optaron por la adquisición de activos y la asociación en empresas conjuntas. Otras empresas petroleras estatales, con menos recursos, han recurrido a los contratos de suministro o, a la contratación de alguna empresa refinadora extranjera que transforme su crudo en productos mediante el pago de una tarifa.

En el caso de las grandes compañías privadas internacionales, el desarrollo de nuevas regiones petroleras y la reciente apertura en actividades de exploración y producción en algunos de los países productores, les ha permitido un proceso de mayor integración. Para ello, estas empresas han recurrido a los contratos de producción compartida y a las asociaciones conjuntas con algunas empresas estatales de los países petroleros.⁷⁵ Si bien la mayoría de las grandes empresas petroleras privadas internacionales no ha apostado grandes sumas en inversiones en exploración, algunas de las que han sido realizadas se encuentran actualmente en las primeras fases de exploración y desarrollo de campos, hecho que les podría permitir un incremento relativo de su participación en las actividades *upstream*.

No obstante, el principal fenómeno que ha caracterizado el comportamiento de las empresas privadas transnacionales es el aumento de sus activos a través de la adquisición directa o la fusión con otras empresas.⁷⁶ En un escenario de precios bajos del petróleo durante la mayor parte de la década de los noventa, el problema general de la industria petrolera consistió en la necesidad de generar un retorno mayor sobre el capital empleado. El agotamiento de las reservas, la ausencia de exploraciones exitosas, el bajo crecimiento de los volúmenes, y el ritmo más lento de los cambios tecnológicos, influyeron negativamente en las compañías petroleras. Por eso, las adquisiciones y fusiones incrementaron el grado de integración de las empresas participantes, otorgándoles ventajas como el haber incrementado sus mercados, mayor eficiencia, mayores sinergias, entre otros. Esta realidad determinará que menos compañías más grandes y más poderosas, incrementarán el potencial tanto para la cooperación como para el conflicto, así como también para la inestabilidad del mercado.⁷⁷

Es importante señalar que los altos precios del petróleo durante el primer trimestre del 2003, han generado ganancias exorbitantes en las mayores empresas petroleras internacionales. Es el caso de las tres mayores, *Exxon Mobil*, *Shell* y *British Petroleum*, algunas de las cuales han registrado el trimestre más rentable de su historia.⁷⁸

3. La oligopolización de las actividades *downstream*

Algunos analistas estiman que, para mantener su eficiencia, es probable que las grandes compañías petroleras se vuelvan más selectivas en los emprendimientos *upstream*, ya que, por lo general, prefieren buscar mayor participación en las actividades *downstream*. Las cuantiosas inversiones que se requieren para financiar tecnologías que restrinjan las emisiones tóxicas de las refinerías y de los combustibles, probablemente reduzcan la competencia en la refinación y la distribución y eleven el retorno sobre la inversión en este segmento de la industria, dando lugar a

⁷⁵ Uno de los ejemplos de mayor eficiencia más evidentes entre fusiones con una empresa estatal latinoamericana, es el caso REPSOL-YPF. Antes de la fusión, REPSOL era una empresa con una capacidad de refinación y un sistema de comercialización importante, pero con un limitado acceso a la producción de crudo propio; YPF, por su parte, era una compañía con importantes reservas de hidrocarburos y una producción interesante de crudo, aunque con un sistema de refinación convencional y limitado; tras la fusión la nueva empresa es una importante productora y comercializadora que satisface internamente casi dos tercios de sus necesidades de crudo.

⁷⁶ Se destacan la unión de *Exxon* con *Mobil*, *BP* con *Amoco* y más recientemente con *Arco*, *Total* con *Fina*, *Repsol* con *YPF*, *Ampotex* con *Mobil*, *Ultramar* con *Diamond Shamurock (UDS)*, *Kerr-McGee* con *Oryx*, y *Nippon* con *Mitsubishi Oil (PIW)*, 1999).

⁷⁷ Oystein Noreng, *El Poder del Petróleo*, Editorial El Ateneo, Buenos Aires, 2003 pag.224

⁷⁸ The Guardian, 3 de mayo de 2003

una oligopolización de las operaciones *downstream*. Noreng, (2003) sostiene que esto equivale a transferir parte de la renta económica de las operaciones de *upstream* a las operaciones de *downstream*; es decir, de la extracción a la refinación y la comercialización. Ello a su vez se traduce en una transferencia de las ganancias de los países exportadores de petróleo a los países importadores, medida que probablemente encuentre la aprobación de los gobiernos de los países importadores de petróleo.

Entre la ola de nacionalizaciones del petróleo en la década de los años 70 y la ola de fusiones de fines de la década del 90, hubo una cierta división del trabajo entre las compañías petroleras exportadoras nacionales y las grandes compañías internacionales. Con algunas excepciones, las primeras tenían un excelente crudo, en tanto que las segundas, por lo general, padecían un déficit de petróleo. Esta complementariedad estableció el terreno para la coexistencia, pero la división de la renta económica ha sido más favorable para las operaciones de *upstream*.⁷⁹ Por eso, las grandes compañías petroleras han sido reacias a invertir sus ganancias en la renovación de la base de recursos y expandir el potencial de oferta por temor a que durante el tiempo de puesta en marcha de la producción entre las decisiones de inversión y el flujo de fondos, el precio del petróleo crudo caiga, y la mayor parte de la renta económica se traslade al *downstream*.

Según Daniel Yerguin, actualmente las petroleras manejan con cautela la exploración y los stocks, una estrategia que influye en el alza de los precios. Sostiene que las grandes empresas petroleras multinacionales se han convertido en corporaciones burocráticas, que equilibran el riesgo para maximizar ganancias y se ven obligadas, pese a su tamaño, a competir por el apoyo de los accionistas y el capital de los financistas. Una de las consecuencias es que las petroleras no están dispuestas a perder cuando los precios descienden, luego de haber adquirido enormes stocks de nafta o crudo caros.

Los stocks constituyen un índice de referencia fundamental de la oferta y la demanda para muchos inversores, especuladores y compradores comerciales e industriales, que comercializan petróleo y derivados petroleros en bolsas de commodities. En 2002, cuando comenzaron a reducirse los stocks de crudo y de gasolina en Estados Unidos, esos *traders* hicieron subir los precios del crudo y de la gasolina.⁸⁰ Se estima que como resultado de la oleada de fusiones en el sector petrolero en los últimos seis años, los siete grandes productores y refinadores de petróleo de Estados Unidos redujeron sus stocks de crudo en 115 millones de barriles.⁸¹

4. De empresas petroleras a empresas energéticas

Uno de los rasgos recientes de las estrategias de las principales compañías petroleras multinacionales es su transformación de empresas petroleras a empresas energéticas. Las empresas petroleras tradicionales de manera individual o mediante empresas conjuntas con otras compañías, han comenzado a realizar importantes inversiones en la producción, transporte y distribución de gas natural, la generación de energía eléctrica, y el desarrollo de fuentes de energía renovables. La nueva empresa energética mantiene su nexo fundamental con el petróleo crudo, pero ahora utiliza otras fuentes de energía. En el marco del proceso de la globalización económica, la mayoría de estas compañías compiten en diferentes regiones y mercados, por lo que se puede hablar del nacimiento de las empresas energéticas internacionales.

Esta tendencia se puede observar sobre todo en Estados Unidos, en donde las grandes industrias petroleras se están desplazando lentamente hacia la industria del gas y de la generación de energía eléctrica. Pocas compañías de electricidad o de transporte y distribución de gas tendrían

⁷⁹ Noreng, O. *El Poder del Petróleo, la política y el mercado del crudo*, Editorial El Ateneo, Buenos Aires, 2003 p. 226

⁸⁰ *The Washington Post*. Especial para Clarín publicado el 23 de marzo de 2003

⁸¹ Paul Ting, director de Salomon Smith Barney

los recursos para competir con las grandes compañías petroleras en gas natural y, eventualmente, en la comercialización de electricidad.

Algunos analistas consideran que la contrapartida es que cuanto más se dediquen las grandes compañías petroleras a las operaciones de *downstream*, ya se trate de petróleo, gas o electricidad, es más probable que crezca el déficit en el crudo o en el gas natural, que sigan siendo grandes compradoras netas de petróleo y de gas natural, y que, a la vez, sean selectivas en sus inversiones en *upstream*. El aumento del déficit en el petróleo y gas natural de las principales compañías petroleras también representa un desafío estratégico para la OPEP.⁸²

⁸² Noreng, O. *El Poder del Petróleo, la política y el mercado del crudo*, Editorial El Ateneo, Buenos Aires, 2003 pag. 223

III. El petróleo como recurso estratégico en la definición de políticas energéticas

A. La política energética en Estados Unidos

Con una población que representa 4% del total mundial, Estados Unidos es el principal consumidor de petróleo del mundo. A pesar de ser el mayor productor mundial de petróleo, de los casi 20 millones de barriles diarios que se consumen en el país, el 54% es importado. Los pronósticos indican que en el largo plazo la producción no se incrementará, y dado que el consumo continuará aumentando, las importaciones de petróleo también lo harán. Se estima que para el año 2020, 66% del consumo de petróleo en Estados Unidos deberá importarse. Sus reservas probadas representan menos del 3% del total mundial.⁸³

A juicio de las autoridades norteamericanas, esta creciente dependencia de las importaciones de petróleo, pueden constituirse en una amenaza a su seguridad nacional y su bienestar económico.⁸⁴ Por esta razón, el suministro energético, y en particular el del petróleo, es considerado un recurso estratégico por el gobierno de Estados Unidos.

El 40% de las importaciones de petróleo de Estados Unidos provienen de los países miembros de la OPEP. Canadá es su principal

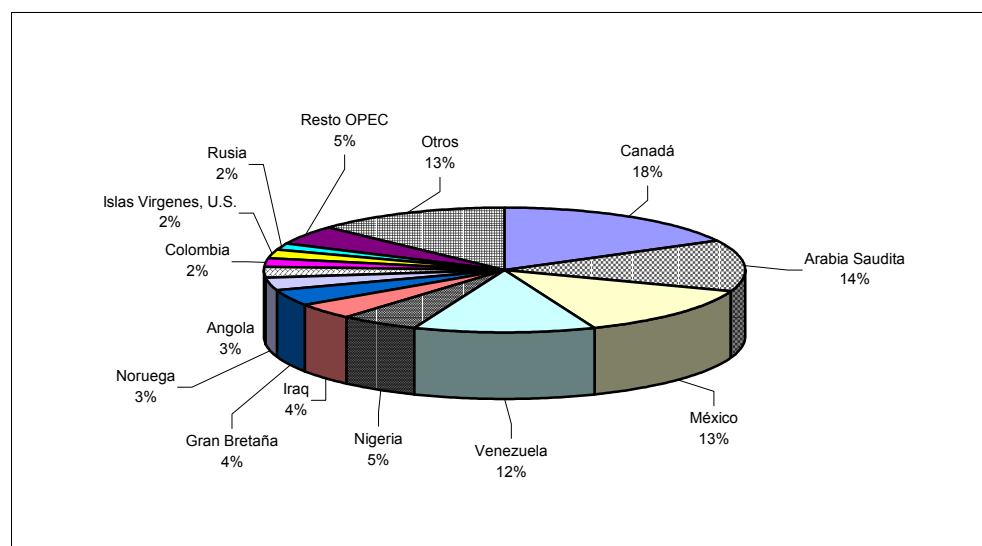
⁸³ *International Energy Agency. Department of Energy.*

⁸⁴ *Oilwatch declaration: Security vs. Sovereignty. World Social Forum 2003..*

proveedor, con una participación del 17%. Otros proveedores importantes de petróleo no miembros de la OPEP son México, con una participación del 13%.

Gráfico 10

IMPORTACIONES DE PETRÓLEO USA POR ORIGEN



Fuente: Elaboración propia en base a datos de EIA y *British Petroleum*

En 1977, Estados Unidos importaba el 46,5% de su consumo de petróleo. Ante tales niveles de importaciones, y en un escenario de incremento de los precios del crudo, se estableció un ente encargado de la supervisión energética, el Departamento de Energía, con el objetivo de investigar y encontrar nuevas fuentes energéticas, y hacer más eficiente el consumo energético. Efectivamente, se ha producido una mayor eficiencia en el uso del petróleo, que se expresa en la reducción a la mitad del consumo de petróleo y gas natural por cada dólar de producto bruto interno generado entre 1973 y 2002.

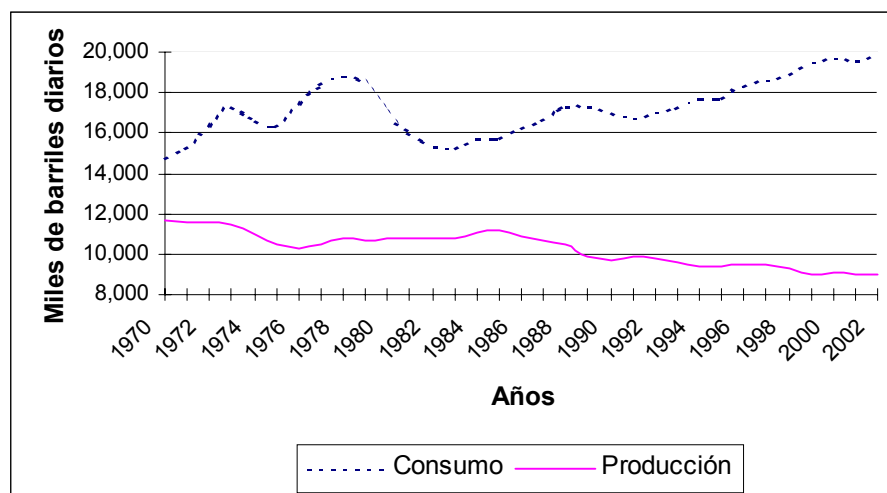
En materia de reducción de las importaciones, los resultados fueron inicialmente satisfactorios, pero el descenso de los precios del petróleo durante la década de los ochenta y la mayor parte de los noventa, así como el incremento de la demanda, una producción declinante, y otras consideraciones económicas, logísticas y políticas, dieron lugar a un nuevo incremento de las importaciones petroleras. Desde 1967 hasta 1977, las importaciones crecieron significativamente, alcanzando en ese año un pico de 48%. Luego cayeron a 32-35% entre 1982 y 1985, y a partir de entonces fueron incrementándose hasta superar el 50% a partir de 1994. En dicho año, las importaciones superaron por primera vez los niveles internos de producción de petróleo, y desde entonces, las importaciones han bordeado el millón de barriles diarios sobre el nivel de producción.

La dependencia de las importaciones petroleras no significa necesariamente vulnerabilidad frente a interrupciones en el suministro o incrementos significativos de los precios. Si el suministro importado proviene de muchos pequeños productores, y uno de ellos interrumpe el suministro, el impacto no es significativo. Por ello, la diversificación de la procedencia del crudo es considerada como factor clave de la seguridad energética.

Se estima que en el largo plazo, las importaciones procedentes del Golfo Pérsico, continuarán incrementándose. La *General Accounting Office* (GAO) considera que la concentración de importaciones de esta región constituye un elemento creciente de vulnerabilidad. Uno de los aspectos que contribuye a reducir la vulnerabilidad de las importaciones petroleras es la

construcción de inventarios de petróleo como estrategias para enfrentar las interrupciones de suministro de petróleo. Estos han sido tomadas en cuenta desde el shock petrolero de 1973.⁸⁵

Gráfico 11
EVOLUCIÓN DEL CONSUMO Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN
ESTADOS UNIDOS: 1970-2002



Fuente: Elaboración propia en base a datos de EIA

En mayo del 2001, el vicepresidente Dick Cheney presentó un informe del *National Energy Policy Development Group*. Este documento establece una estrategia destinada a responder al aumento de las necesidades en cuanto a petróleo de EE.UU. durante los próximos veinte años. Aunque el informe menciona ciertas medidas destinadas a economizar energía, la mayor parte de propuestas que contiene apuntan hacia el acceso a reservas energéticas.

El denominado informe Cheney fue motivo de polémicas en Estados Unidos, no tanto por la estrategia diseñada en él, sino porque sus autores tuvieron contactos previos con ENRON, la empresa energética acusada de serias irregularidades, hoy en quiebra, y porque se recomienda el establecimiento de torres de perforación en el parque nacional de Alaska. Para muchos analistas, aunque el congreso consiguiera anular los decretos del ex presidente Clinton que protegen millones de hectáreas de bosques para poder perforar, buscar y extraer petróleo, el país seguiría manteniendo una gran dependencia de las reservas de petróleo extranjeras.⁸⁶

Las implicaciones internacionales de la política energética establecida en el informe preparado por el *National Energy Policy Development Group* de mayo de 2001, se hacen explícitas en el último capítulo *Afianzar las alianzas globales*. Según el informe, la dependencia estadounidense respecto al petróleo extranjero habría de pasar del 52% del consumo total de 2001 al 66% en 2020. Al aumentar también el consumo total, EE.UU. deberá importar, en 2020, un 60% más de petróleo que en la actualidad, pasando así de 10,4 millones de barriles diarios a unos 16.7 millones. Este nivel de consumo sólo puede conseguirse si los proveedores extranjeros incrementan su producción y venden más cantidad de crudo a Estados Unidos. El informe recomienda a la Casa Blanca convertir el desarrollo de las importaciones petroleras en una prioridad de la política comercial y exterior. A fin de responder a las necesidades del país, el informe aconseja a la

⁸⁵ En 1974 Estados Unidos experimentó la más significativa interrupción de petróleo con el retiro de 18 millones de barriles diarios, 55% de las exportaciones mundiales. En 1990, durante la invasión de Irak a Kuwait, se produjo una pérdida de 4,3 millones de barriles diarios de producción de petróleo, equivalentes a 13% de las exportaciones mundiales

⁸⁶ Ver Klare, M, *Guerra por los recursos: El futuro escenario del conflicto global*, Ediciones Urano, Barcelona, 2003 y el informe *National Energy Policy Development Group*, Washington D.C., mayo de 2001

administración que se concentre en dos objetivos. El primero consiste en aumentar las importaciones procedentes de los países del Golfo Pérsico, que poseen alrededor de dos terceras partes de las reservas energéticas mundiales. Puesto que no existe otra región en el mundo que pueda aumentar su producción con tanta rapidez, el informe recomienda llevar a cabo unos enérgicos esfuerzos diplomáticos encaminados a lograr que Arabia Saudita y otros países vecinos den facilidades a las empresas estadounidenses para llevar a cabo importantes trabajos de modernización de su infraestructura.

El segundo objetivo busca aumentar la diversidad geográfica de las importaciones de Estados Unidos, a fin de reducir las consecuencias económicas de futuros conflictos, en una región permanentemente inestable. La concentración de la producción petrolera en una sola región del mundo puede contribuir a la inestabilidad del mercado, precisa el informe. Por consiguiente, la diversificación de las fuerzas de abastecimiento tiene una importancia capital. Para promoverla, el informe sugiere una estrecha colaboración con las empresas estadounidenses del sector energético, destinada a aumentar las importaciones a partir de la cuenca del Mar Caspio (especialmente de Azerbaiyán y de Kazajstán), del África subsahariana (Angola y Nigeria) y de América Latina (Colombia, México y Venezuela).⁸⁷

En este contexto África adquiere un nuevo rol como fuente energética de petróleo. En él se inscribe la reciente visita, en julio de 2003, del presidente Bush a África. El Golfo de Guinea Ecuatorial constituye una importante reserva de petróleo no suficientemente explotada aún. Estados Unidos importa actualmente 1,5 millones de barriles diarios de África, cantidad similar a la que importa de Arabia Saudita.⁸⁸ El descubrimiento de reservas *offshore* de alta calidad en esta región ha atraído el interés del gobierno norteamericano, en un contexto en el que tiene como objetivo disminuir su dependencia de las importaciones petroleras del Medio Oriente, especialmente si el proceso de pacificación después de la intervención en Irak tarda más de lo esperado y no conduce a la buscada democratización y pacificación en el Medio Oriente. Dos años antes, el vicepresidente Dick Cheney había adelantado que África Occidental se convertiría en la región de más rápido crecimiento en el suministro de petróleo y gas para el mercado norteamericano.⁸⁹ Por lo tanto, de las áreas petroleras menos maduras, África representa la primera prioridad, después de las de Medio Oriente y América Latina, para el gobierno norteamericano. Más que la región del Mar Caspio y Rusia porque éstas, sobre todo Rusia, están más vinculadas con Europa y Asia.

En una reunión organizada en junio del 2003 por el *Corporate Council on Africa*, algunos especialistas señalaron que se espera que durante la próxima década el petróleo proveniente de África será muy importante para Estados Unidos. Sin embargo, se advierte el significativo proceso de inestabilidad en dicha región que podría poner en peligro la industria petrolera, a menos que los Estados Unidos tomen medidas para evitarlo.⁹⁰ Se estima que las importaciones norteamericanas procedentes de África podrían incrementarse hasta el 20% durante la próxima década. El petróleo de algunos países de África es de muy alta calidad, y su transporte desde la costa atlántica es de más fácil transporte que el que procede del Medio Oriente. Asimismo, en un reporte presentado al Congreso en el 2002, un consejo asesor, el *African Oil Policy Initiative Group*, en el que participaron funcionarios del Pentágono, recomendó una mayor cooperación militar con los países petroleros. Dicho Consejo consideró que la cuenca petrolera del Golfo de Guinea en África

⁸⁷ Ibid 86

⁸⁸ Según Gus Selassie del World Market Research Center de Londres, se proyecta que éstas se incrementen a 25% en el 2015

⁸⁹ Según Duncan Clarke, Director Ejecutivo del Global Pacific and Partners International, "La visión geoestratégica de Estados Unidos considera que toda fuente de petróleo cruda es buena, y si esa fuente no procede de la OPEP, es especialmente buena."

⁹⁰ David Gordon, senior official CIA, Financial Times 8/7/2003

Occidental y, en sentido más amplio, la parte del sur de África con un mercado de 250 millones de personas, representaba una zona de interés vital para la seguridad de Estados Unidos.⁹¹

Sin embargo, al interior de los Estados Unidos, algunas organizaciones como la *National Resources Defend Council* sostienen que hay que romper la cadena de dependencia del petróleo con medidas de uso eficiente de energía y desarrollo de fuentes alternativas.⁹²

B. La política energética en la Unión Europea

La Unión Europea es el segundo consumidor mundial del petróleo, sólo precedido por los Estados Unidos. Los países de la Unión Europea en su conjunto son importadores netos de petróleo, y en perspectiva, la Comisión Europea estima que en los próximos 20 a 30 años tendrán que importar hasta el 90% de su consumo de petróleo, si no se toman algunas medidas. Actualmente la Unión Europea registra 19% del total mundial del consumo de petróleo.

El petróleo, con un 43% de participación en el total de recursos energéticos, constituye la principal fuente energética de consumo de la Unión Europea, seguida por el gas, con 23%. A pesar de la importancia del petróleo como fuente energética, la región sólo participa del 4,5% de la producción mundial de petróleo y posee el 0,7% de las reservas probadas de petróleo. Sin embargo, poseen el 16% de la capacidad mundial de refinación del crudo. El petróleo consumido por la Unión Europea se importa fundamentalmente de dos países europeos, Noruega y Rusia, que en conjunto proveen 45% del consumo europeo. Los países de la OPEP proveen el 25%, dentro de los cuales, Irak provee poco más del 3%. Al respecto, cabe resaltar la importancia creciente que vienen adquiriendo las importaciones de Rusia. Desde 1991, las exportaciones de petróleo de Rusia se han desplazado de los países de la Comunidad de Estados Independientes y Europa Central, hacia los países de Europa Occidental. Como los países de la antigua Unión Soviética, no cumplieron con el pago de la deuda petrolera, las compañías petroleras rusas, actualmente privatizadas, han orientado su cartera de clientes hacia países de la Unión Europea, en donde la demanda es alta, la oferta limitada y el pago es al contado.

El principal destino de las exportaciones rusas comprende actualmente a países de Europa Occidental: Reino Unido, Francia, Italia, Alemania y España. La proporción de exportaciones netas a países fuera de la ex Unión Soviética se incrementó de un nivel de 53% en 1992, a 86% en 2001, a costa de un decrecimiento de las exportaciones a los países que antes conformaban el bloque del este, así como a otros países que conformaban la Unión Soviética. Las exportaciones netas de Rusia totalizaban 4,23 millones de barriles diarios en 2001, mientras que en el mismo año sólo se exportaban 680 mil barriles diarios a la Comunidad de Estados Independientes.

En octubre del 2000, se realizó una cumbre entre la Unión Europea y Rusia, en la cual se acordó que la Unión Europea contribuiría a explotar las reservas petroleras y de gas natural de Rusia, a cambio de un compromiso de suministro energético de largo plazo. Proyectos de construcción de oleoductos tales como el Sistema del Báltico, podrían permitir que Rusia incremente sus exportaciones a Europa en 5 millones de barriles diarios en el futuro. Debido a los grandes proyectos energéticos que se están desarrollando en Rusia, el Reino Unido figura como el principal inversor extranjero en el país.

Para asegurar el suministro energético, la Unión Europea tiene previsto reforzar su diálogo político con Rusia y con otras zonas emergentes en la producción de petróleo y gas natural. Pero la energía rusa, tanto el gas como el petróleo, son consideradas como recursos estratégicos no sólo

⁹¹ Daniel Yergin, director del *Cambridge Energy Research Associates*, en Washington, sostiene que el petróleo africano será de creciente importancia para el mercado internacional. Nigeria y Angola encabezan la lista.

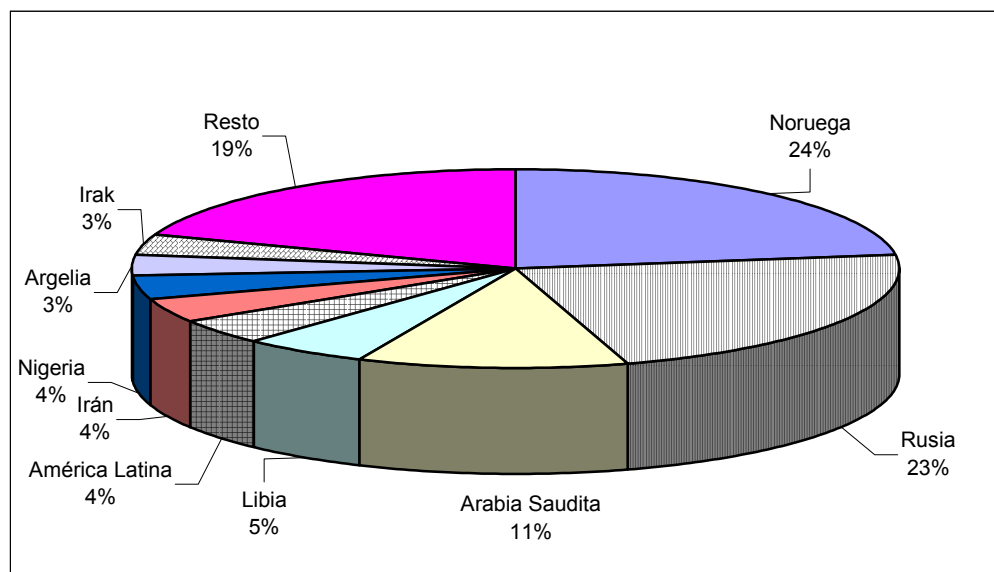
⁹² Ver *Breaking the Chain: a dangerous dependence publicado por el National Resources Defend Council*, 2003.

por Europa, sino también por Asia. Actualmente, Rusia está produciendo un nivel similar de petróleo que Arabia Saudita y es el segundo exportador mundial de crudo. A ello se añade el hecho que los yacimientos del Mar del Norte han entrado en una fase crítica, que es considerada por algunos analistas como irreversible, lo cual determinaría que el Reino Unido pasaría a ser importador neto de gas en 2006 y de crudo en 2010.⁹³ Esta es la razón fundamental por la recientemente se han iniciado inversiones muy significativas.⁹⁴

Gráfico 12

IMPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO EN LA UNIÓN EUROPEA

(por origen)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de EIA y British Petroleum.

El interés estratégico europeo, especialmente del Reino Unido, por acceder a los recursos petroleros de Rusia, y el de este país por contar con recursos financieros y tecnológicos que le permitan explotar dichos recursos, han dado lugar a la superación de las diferencias que ambos países tuvieron antes de iniciarse la intervención a Irak.

Por otro lado, la región del Mar Caspio constituye un área que para Europa tiene una importancia significativa y un interés estratégico para el suministro de gas natural, que llegará a Europa a través de un gasoducto actualmente en construcción. Agencias especializadas en estudios de energía recomiendan a la Unión Europea poner en marcha las inversiones necesarias para construir oleoductos y gasoductos interconectados con esta región. Asimismo, recomiendan continuar fomentando la integración con los países árabes, toda vez que seguirán siendo los principales productores de crudo.⁹⁵ En perspectiva, se estima que la producción de los países de la OPEP continuará incrementándose. En cambio, las de Europa (Noruega y Reino Unido) se reducirán. El costo de explotación de los campos petroleros, así como de las reservas, son extremadamente altos en comparación a otras regiones petroleras del mundo. En el mejor de los

⁹³ Energy International Agency

⁹⁴ En efecto, en el mes de junio, Rusia y el Reino Unido firmaron un acuerdo de cooperación para la construcción del gasoducto noreuropeo. Se trata de un proyecto de 5.700 millones de dólares para transportar de 19.000 a 30.000 millones de pies cúbicos anuales en 2009. El ducto cruzará el Báltico, atravesará Alemania y Holanda, con ramificaciones en Suecia y Finlandia, y llegará a Reino Unido por el mar del Norte. Asimismo, British Petroleum (BP) aspira a convertirse en el segundo productor mundial de petróleo y gas tras el acuerdo de creación de la joint venture BP-TNK. La operadora británica pagará 6.150 millones de dólares y en la sociedad participarán las empresas Alfa Group y Access-Renova. La capacidad de producción petrolífera será de 1,2 millones de barriles diarios.

⁹⁵ Peter Davies durante la presentación del Informe Estadístico de la Energía Mundial publicado por British Petroleum, Bruselas, 18 de junio de 2003

casos, las reservas petroleras de la Unión Europea podrían producir 25 años más. A los niveles actuales de consumo, estas podrían no durar más de ocho años.⁹⁶

Tampoco se espera que la producción de Rusia se incremente de manera significativa, y si bien la producción del Mar Caspio tiene un potencial importante de desarrollo a futuro, Asia es un fuerte competidor por estos recursos. Son precisamente los países asiáticos, especialmente China e India los que tendrán las mayores tasas de crecimiento en el consumo de petróleo en las próximas décadas. La fuerte dependencia de las importaciones de fuentes energéticas en general, y de petróleo en particular, ha determinado que, paralelamente a estos esfuerzos, la Unión Europea promueva el desarrollo de energías renovables, de tal manera de impulsar sus tasas de crecimiento tanto en la producción como en el consumo.

A pesar de que la política energética no estuvo estipulada en los tratados iniciales que establecieron la Unión Europea, las políticas económicas que rigen esta región han confluído de forma natural en una política energética con elementos comunes. Ello se ve facilitado por el hecho que la mayoría de países miembros registran un perfil energético similar y, por consiguiente, podrían enfrentar problemas similares derivados de su dependencia de las importaciones energéticas, fundamentalmente de las del petróleo, en los próximos años. La ampliación de la Unión Europea a nuevos países miembros exigirá no sólo decisiones a largo plazo, sino su modernización energética como la clave para alcanzar la eficiencia energética

En noviembre del 2000, se delineó una estrategia unificada de política energética en el *Green Paper* de Seguridad Energética (*European Commission Green Paper on Energy Security*). Ésta identifica cuatro principios fundamentales de la política energética europea; 1) seguridad en el suministro; 2) perfeccionamiento del mercado interno; 3) responsabilidad ambiental; y, 4) promoción de las fuentes energéticas renovables y administración de la demanda. Con estos fines, la Unión Europea ha ido coordinando las políticas energéticas de los países miembros y el desarrollo de la infraestructura que sustente dichos objetivos.⁹⁷

La política energética comunitaria es desarrollada e implementada por la Dirección General de Energía y Transporte, que diseña propuestas que son elevadas al Parlamento Europeo. El Parlamento trabaja conjuntamente con el Consejo Europeo, el cual está constituido por representantes oficiales de los gobiernos de los Estados Miembros, para reglamentar la legislación energética para toda la Unión Europea.

El proceso de integrar los sectores energéticos en la Unión Europea es un trabajo progresivo que data de principios de la década de los noventa. Uno de sus aspectos fundamentales es el impulso que se le otorga a la promoción de las energías renovables y al uso eficiente de energía que están contemplados en los programas Altener y SAVE, (recuadro 3A y 3B, respectivamente). Estos dos programas fueron renovados en abril del 2002 en el marco de una propuesta de la Comisión Europea, *Energía Inteligente para Europa (2003-2006)*. Actualmente, el consumo de energía renovable en la Unión Europea participa del 5,6% del consumo total, y se aspira a incrementarlo a un 12% alrededor del 2010.⁹⁸

En septiembre del 2002, la Comisión Europea propuso a los países miembros hacer arreglos para conseguir cuarenta días adicionales de reservas estratégicas de petróleo para ser colocadas en un fondo europeo conjunto. La iniciativa considera que dichas reservas deberían constituir un complemento de las reservas individuales de cada país miembro, que prevén 90 días de consumo.

⁹⁶ *Energy: Let us overcome our dependence*, European Communities, Bruselas, 2002

⁹⁷ *Regional Indicators: European Union, Energy International Energy*, octubre 2002.

⁹⁸ Final report on the the Green Paper *Towards a European strategy for the security of energy supply* Comisión de las Comunidades Europeas, Bruselas, 26 de junio del 2002.

Actualmente, se estima que los países miembros de la Unión Europea mantienen un promedio de 115 días de consumo.

Recuadro 3A
**PROGRAMA ALTENER PARA PROMOVER LA ENERGÍA
RENOVABLE EN LA UNIÓN EUROPEA**

ALTENER, el programa de la Unión Europea centrado en la promoción del uso de fuentes energéticas renovables, se inició en 1992. En 1998 fue sustituido por el programa ALTENER II, con vigencia por otros cinco años. Las acciones del mismo se insertan en la estrategia delineada en el Libro Blanco "Energía para el futuro: fuentes energéticas renovables", publicado en 1997.

En el marco del programa, que fomenta tanto las inversiones públicas como privadas en la producción del uso de fuentes energéticas renovables, se han realizado estudios, asesorías técnicas, formulación de normas y estándares, y estudios pilotos diseñados para implementar la infraestructura adecuada para el desarrollo de dichas fuentes energéticas. Asimismo, se ha impulsado la armonización de productos y equipos en el mercado de energías renovables; el perfeccionamiento de la difusión de la información a niveles nacionales, regionales y locales con el fin de incrementar la penetración en el mercado y dar confianza a los inversores. El programa tiene previsto coordinar estas actividades con los países de Europa Central y Oriental, así como con Chipre. Un apoyo especial se otorga a los proyectos multiregionales y multinacionales.

El desarrollo de fuentes energéticas renovables, especialmente eólica, hídrica, solar, biomasa y geotérmica, representa un tema central de la política energética europea, por su contribución a la reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) y a mejorar la seguridad del suministro energético al reducir la dependencia de recursos energéticos importados, ya que por definición se trata de energías locales. Asimismo, su desarrollo tiene el potencial para generar nuevos negocios, especialmente si se considera que los países en desarrollo representan un potencial de exportación importante de las tecnologías involucradas en el desarrollo de fuentes energéticas renovables.

Se estima que entre el mediano y largo plazo las fuentes energéticas renovables serán competitivas en términos económicos con las fuentes energéticas convencionales.

Fuente: *European Commission's Energy website*

Recuadro 3B
PROGRAMA SAVE* SOBRE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN LA UNIÓN EUROPEA

Se trata de un programa amplio, dedicado exclusivamente a promover la eficiencia energética y, consecuentemente, a reducir el impacto ambiental del uso energético en el transporte, la industria, el comercio y sectores domésticos. Estas acciones son consideradas de importancia fundamental para la Unión Europea en el marco del cumplimiento del Protocolo de Kyoto.

El programa SAVE ha apoyado las acciones de la región en la implementación de la legislación de la Unión Europea, intercambio de experiencias, difusión de información, y monitoreo del manejo de programas de eficiencia y manejo energético a niveles local y regional.

El primer programa SAVE fue adoptado en octubre de 1991 y tuvo vigencia hasta 1995. Éste fue reemplazado en diciembre de 1996 por el programa SAVE II para el período 1996-2000. En febrero de dicho año, el programa pasó a ser parte del Programa Marco Energético (*Energy Framework Programme*), en el cual se delinea la estrategia de los países de la Unión Europea para el período 1998-2002 (99/21/EC, EURATOM).

En abril de 2002, la Comisión integró el programa SAVE, al programa multilateral *Inteligencia Energética para Europa*, para el período 2003-2006. Su creación fue aprobada por el Parlamento Europeo y por el Consejo, en junio del 2003 y entró en vigor el 4 de agosto.

* Los objetivos del programa, así como una lista de los proyectos pilotos implementados en el marco del programa se encuentran en el informe "SAVE 2000, for an energy-efficient millennium". Asimismo, los avances de los proyectos en los diferentes sectores, así como su perspectiva a futuro pueden ser consultados en la documentación publicada en ocasión de la Conferencia *Por un milenio de eficiencia energética*, realizada en Graz/Austria, en noviembre de 1999. (Página web de la *European Commission's Energy*)

Fuente: *European Commission's Energy website*

Finalmente, la Unión Europea tiene una política respecto a la protección del medio ambiente, que difiere significativamente de la política de Estados Unidos. Ni este país ni Rusia, han firmado el Protocolo de Kyoto. La Unión Europea participa del 14% en el total mundial de las emisiones de carbono (en el año 2000). En el marco del Protocolo de Kyoto, se establece que la Unión Europea reduzca para 2008-2012 8% sus gases de efecto invernadero, tomando como base los niveles registrados en 1990. Estas metas se cumplen de manera bastante diferenciada. Suecia, por ejemplo, ha incrementado sus emisiones en 4%, mientras que Luxemburgo las ha reducido en 28%.

IV. Dependencia y estabilización de precios: desafíos para América Latina y el Caribe

A. Participación de la región en el mercado internacional del petróleo

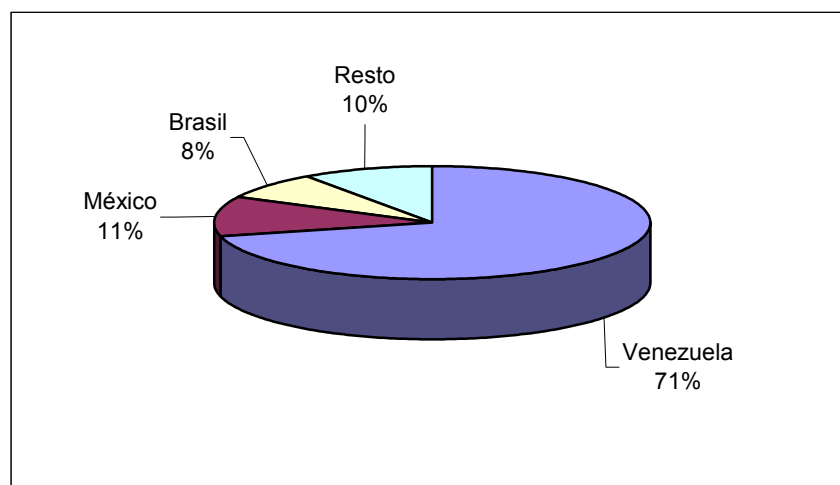
América Latina y el Caribe concentran el 10,6% de las reservas probadas de petróleo a nivel mundial. Sin embargo, la presentación de esta cifra como dato conjunto de la región, no expresa las distintas realidades del sector petrolero en cada uno de los países. Sólo Venezuela y México concentran conjuntamente más del 80% de las reservas de la región, mientras que Brasil, Ecuador, Argentina y Colombia participan del resto. Brasil concentra importantes reservas de petróleo, la tercera de la región, pero el país es uno de los grandes consumidores mundiales. Se estima que el consumo se incrementará a una tasa promedio anual de 2,4% hasta el año 2025 y su gran reto es poder autoabastecerse.

Venezuela es de lejos el país que presenta el potencial más importante de petróleo en la región. Concentra el 70% de las reservas, y el ratio entre reservas y producción es de 72 años, superior al promedio latinoamericano de 33, y al promedio mundial de 38,5 años.⁹⁹ Por otro lado, Venezuela sólo participa con 7% del consumo total de la región, y participa con casi la mitad de las exportaciones

⁹⁹ Esto significa que el descubrimiento de nuevos yacimientos y el aumento de la tasa de recuperación no alcanzaron a compensar las cantidades extraídas anualmente de las reservas para las necesidades del consumo.

netas petroleras que realiza la región. Estratégicamente, Venezuela es el país latinoamericano que más importancia reviste, no sólo por disponer de las quintas reservas de petróleo del mundo, sino por el prolongado horizonte de vida de dichas reservas. En perspectiva, la presencia de este país en el potencial petrolero de la región continuará incrementándose, desplazando a otros importantes productores.

Gráfico 13

RESERVAS PROBADAS EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de EIA y British Petroleum

Durante la década de los noventa, el ratio de las reservas probadas de petróleo en América Latina ha disminuido al pasar de 44,3 en 1990, a 32,9 años en el año 2000. El descubrimiento de nuevos yacimientos y el aumento de la tasa de recuperación no han alcanzado a compensar las cantidades extraídas anualmente de las reservas.¹⁰⁰

La gran mayoría de países latinoamericanos y caribeños no posee reservas de petróleo, y por lo tanto, necesita importar prácticamente la totalidad de su consumo. Es el caso de Paraguay, Uruguay, Chile, todos los países de América Central, salvo Guatemala que se autoabastece, y la mayoría del Caribe. En algunos casos como Perú y Brasil, en menor medida, se importa parte del consumo, ya que la producción interna no es suficiente. Perú debe importar más de la mitad del crudo que es refinado en el país. Por otro lado, Brasil, cuyo objetivo es autoabastecerse en el 2005, importa actualmente alrededor de un cuarto de su consumo.

La región participa del 13% de la producción mundial de petróleo, pero sólo cuatro países concentran más del 86% de la producción en la región. México es el mayor productor con una participación de 3,6 millones de barriles diarios, seguido de Venezuela con 2,9 millones, y Brasil con 1,6 millones de barriles diarios. Argentina, ocupa el cuarto lugar, con una producción de 800 mil barriles diarios.

América Latina y el Caribe consumen 6,4 millones de barriles diarios de petróleo, que equivalen al 8,4% del consumo mundial. Si se lo compara con los 10,2 millones de barriles diarios que produce, se observa que registra un importante potencial exportador. Sin embargo, en perspectiva, el potencial exportador de la región tenderá a reducirse porque las proyecciones de incremento de consumo son mayores a las de regiones como Medio Oriente, África y el Mar Caspio.

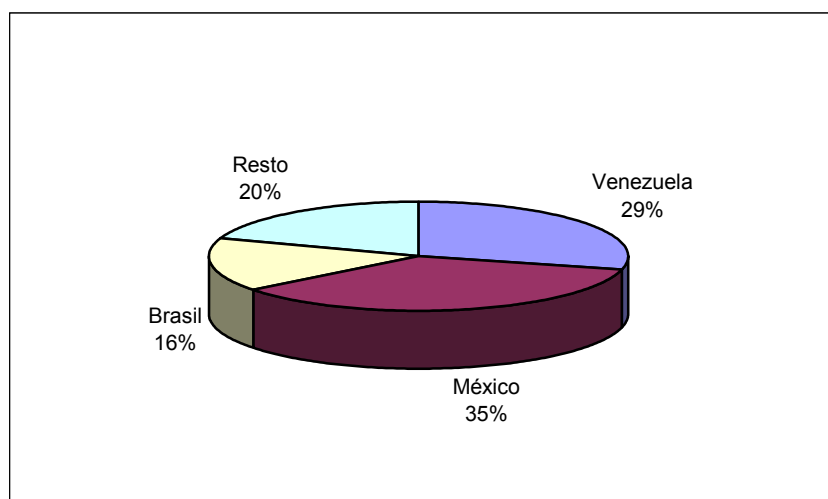
¹⁰⁰ Ver la inversión extranjera en América Latina y el Caribe, CEPAL, 2001

Cuadro 5
RESERVAS PROBADAS, PRODUCCIÓN Y HORIZONTE DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO: 1980-2000

Países de	Reservas (R)			Producción (P)		R / P	
	1980	1990	2000	1990	2000	1990	2000
	Millones de barriles					Años	
América del Norte	44 200	41 900	36 100	3 971	3 816	10,6	9,5
América Latina	69 500	121 000	123 500	2 730	3 754	44,3	32,9
Europa	26 000	16 300	19 100	1 661	2 539	9,8	7,5
Ex URSS	63 000	57 000	65 300	4 221	2 933	13,5	22,3
Medio Oriente	361 800	662 600	683 600	6 398	8 391	103,6	81,5
África	55 200	59 900	74 800	2 436	2 854	24,6	26,2
Asia Pacífico	40 200	50 300	44 000	2 456	2 909	20,5	15,1
Total mundo	659 900	1 009 000	1 046 400	23 875	27 196	42,3	38,5
Memorándum							
OCDE	113 200	110 400	84 800	6 877	7 864	16,1	10,8
OPEP	432 800	771 700	814 400	8 963	11 251	86,1	72,4
Resto del mundo	113 400	126 900	147 200	8 035	8 081	15,8	18,2

Fuente: La inversión extranjera en América Latina y el Caribe, CEPAL, 2001

Gráfico 14
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE



Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de EIA y British Petroleum

Actualmente, dichas regiones son importantes productoras de petróleo, pero registran consumos inferiores a los que de América Latina y el Caribe en su conjunto. La región produce 13% del total mundial, poco más que el 10,6% que produce África, pero su participación en el consumo mundial es casi el triple que el de África (8,4% contra 3,4%). En perspectiva, se estima que la tasa de crecimiento promedio anual del consumo en América Latina hasta el año 2025 registrará un 2,4%, mientras que el de África lo hará a una tasa de 1,2% durante el mismo período.

Las proyecciones de crecimiento del consumo de petróleo para la región latinoamericana son, asimismo, mayores que las de la región del Mar Caspio o Medio Oriente.

La particularidad de las exportaciones de los países petroleros de la región, es que éstas se comercian en gran medida dentro de la región americana. América Latina y el Caribe se autoabastecen de petróleo en la propia región. El consumo de petróleo regional es cubierto casi en su totalidad por los productores latinoamericanos. El petróleo consumido en Chile, Uruguay, Paraguay, y el déficit brasileño que aún debe importarse, proviene fundamentalmente de Argentina. El déficit del consumo petrolero del Perú, es cubierto fundamentalmente por Ecuador (61,8%). Asimismo, el petróleo que consume América Central, salvo Guatemala que se autoabastece, y algunos países del Caribe, proviene de Venezuela y México y se realiza en el marco del Acuerdo de San José.

Recuadro 4

PROGRAMA DE COOPERACIÓN ENERGÉTICA PARA LOS PAÍSES DE CENTROAMÉRICA Y EL CARIBE O ACUERDO DE SAN JOSÉ

El Programa de Cooperación Energética para los Países de Centroamérica y el Caribe, o Acuerdo de San José es un instrumento de cooperación para la región de Centroamérica y el Caribe. Entre los beneficiarios del acuerdo figuran Barbados, Belice, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Haití, Honduras, Jamaica, Panamá y República Dominicana.

Este convenio, que tiene vigencia de un año y fue firmado por primera vez el 3 de agosto de 1980, ha sido renovado anualmente. La última vez se renovó en agosto del 2003. El acuerdo ha servido para que los mencionados países tengan hidrocarburos y puedan acceder, paralelamente, a líneas de financiamiento.

Además del suministro de crudo y productos derivados, paralelamente se financian proyectos y programas de desarrollo del sector público y privado que contribuyan al desarrollo económico y social de los países beneficiarios.

Los abastecimientos que México y Venezuela efectúan dentro de este Programa se rigen por las políticas y prácticas comerciales establecidas por sus empresas petroleras estatales.

El acuerdo establece un suministro de 160.000 barriles diarios tanto de petróleo crudo como de productos refinados y contempla un esquema de cooperación financiera el cual consiste en el establecimiento de líneas de crédito que ofrece Venezuela, calculadas con base en un porcentaje que oscila entre un 20% y un 25% de la factura petrolera de cada país beneficiario, la cual es pagada bajo términos comerciales establecidos por PDVSA, a precios del mercado internacional y en las mismas condiciones que el petróleo vendido a otros destinos.

El financiamiento ofrecido por el acuerdo esta destinado a financiar proyectos de desarrollo económicos a corto y largo plazos en los países participantes, así como el intercambio comercial de bienes y servicios a través de empresas Venezolanas y Mexicanas.

Las condiciones financieras en que se otorgan estos préstamos son establecidas por BANDES (Banco de Desarrollo Económico y Social), la entidad administradora de los recursos, y avaladas por su Asamblea General. Estas condiciones financieras toman como referencia las establecidas por otras entidades financieras internacionales y entes multilaterales como el BID (Banco Interamericano de Desarrollo), adicionalmente a ellas se aplican otras comisiones como compromiso, tasas moratorias, gestión de supervisión y control.

Fuente: *Petroleumworld* en Español Caracas, 08 09 03

Adicionalmente a este convenio, el presidente de Venezuela, Hugo Chávez, suscribió en octubre del 2000 el *Acuerdo Energético de Caracas* que contempla la venta de unos 80.000 barriles diarios a once países caribeños y centroamericanos en condiciones preferenciales de financiamiento. En el marco del pacto energético, Venezuela firmó en el 2000 un acuerdo con Cuba para venderle unos 53.000 barriles diarios.¹⁰¹

¹⁰¹ *The Associated Press*, Caracas, agosto de 2003.

Cabe señalar, que en la región del Caribe, solamente tres países poseen reservas de petróleo: Barbados, Cuba y Trinidad y Tobago. De los tres, el único país que exporta es Trinidad y Tobago¹⁰². Cuba ha incrementado su producción en más del doble desde 1991. En el 2002, la producción de Cuba registró un promedio de 49 mil barriles de petróleo diarios, mientras que el consumo registró 157 mil barriles diarios.¹⁰³ En el caso de Barbados, su producción ha declinado levemente desde el 2001, a pesar de los esfuerzos de la Compañía Nacional de Petróleo de Barbados (BNOC) para expandir la producción. Como el país no tiene capacidad de refinación, dicho proceso se realiza en Trinidad y Tobago y luego el producto refinado se importa para su uso en el mercado doméstico.¹⁰⁴

Otro aspecto importante de señalar respecto a los países de Caribe es que estos ofrecen facilidades de almacenamiento por aproximadamente 100 millones de barriles de petróleo crudo y productos refinados. Además, en esta área se encuentran instaladas importantes refinerías, que tienen una capacidad de procesamiento de casi 1,8 millones de barriles diarios.

Cuadro 6
CAPACIDAD DE REFINACIÓN DE CRUDO EN PAÍSES DEL CARIBE
(Enero, 2003)

	Compañía / Ubicación	Capacidad (barriles/día)
Aruba	Coastal Aruba Refining Co. / San Nicolás	280 000
Cuba	Cienfuegos	76 000
	Ermonos Dias / Santiago	101 500
	Niko Lopes / Habana	121 800
	Serhio Soto / Cabaiguan	2 100
	Sub total Cuba	301 400
Rep. Dominicana	Falconbridge Dominicana / Boano	16 000
	Refinería Dominicana de Petróleo / Haina	32 300
	Subtotal, Rep. Dominicana	48 300
Jamaica	Petrojam / Kingston	34 200
Martinica	Societe Anonyme de la Raffinerie des Antilles/ Fort de-France	17 000
Antillas Holandesas	Refinería Isla Curazao / Emmastad	320 000
Puerto Rico	Caribbean Petroleum Refining / Bayamon	48 000
	Shell Chemical / Yabucoa	45 000
	Subtotal, Puerto Rico	93 000
Trinidad & Tobago	Petroleum Co. Of Trinidad & Tobago / Point-a-Pierre	160 000
Islas Vírgenes (EUA)	Hovensa / St. Croix	525 000
TOTAL	14 plantas	1 778 900

Fuente: *Oil and Gas Journal*, December 23, 2002 and company sources. Tomado de *Caribbean Fact Sheet*, EIA, junio 2003

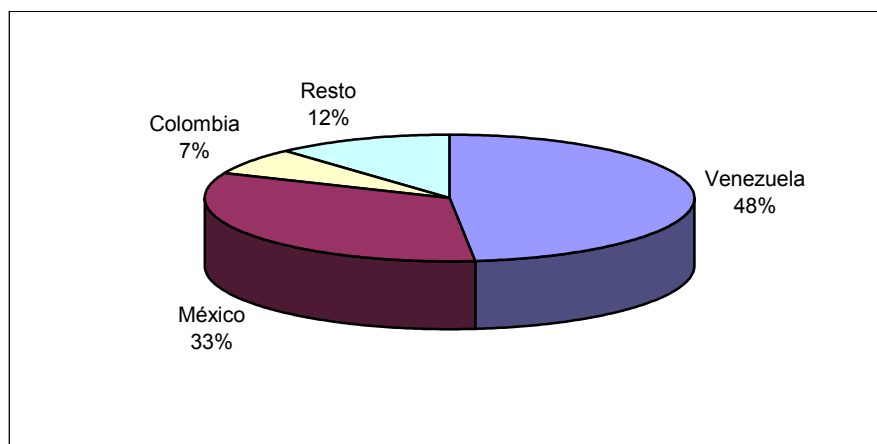
Estados Unidos, absorbe la mayor parte de los excedentes de la producción de la región, especialmente de México y Venezuela, países que conjuntamente concentran más del 80% de las exportaciones petroleras de América Latina y el Caribe.

¹⁰² En 2002, la producción de petróleo de Trinidad y Tobago promedió 141 mil barriles diarios, de los cuales 121 mil correspondieron a petróleo crudo. Las reservas de petróleo crudo están estimadas en 716 millones de barriles y se espera que sólo durarán una década, a menos que se descubran nuevas reservas.

¹⁰³ De acuerdo a información de la Energy International Agency de Estados Unidos, Cuba importa 53 mil barriles diarios de petróleo crudo y productos refinados de Venezuela, monto que representa un tercio del consumo petrolero de Cuba. El contrato, firmado en el 2000, expira en el 2005

¹⁰⁴ Ver *Energy International Agency*

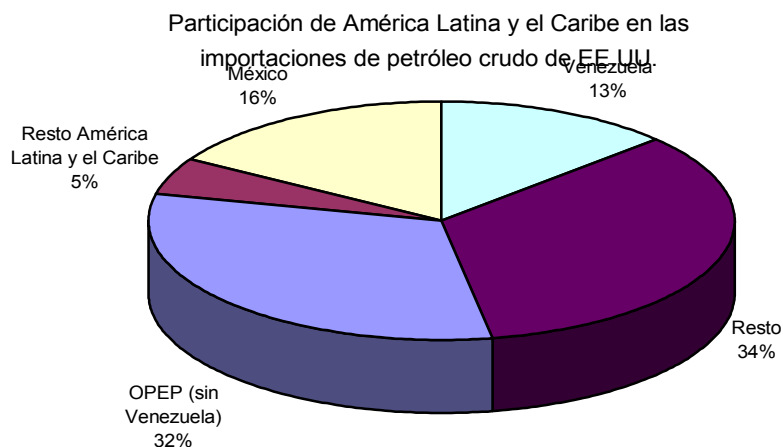
Gráfico 15

EXPORTACIONES DE PETRÓLEO DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de EIA y British Petroleum

México y Venezuela ocupan el tercer y cuarto lugar, respectivamente, como principales proveedores de petróleo crudo del mercado norteamericano, y participan con el 16,4% y 13,1%, respectivamente, de las importaciones de petróleo que realiza Estados Unidos.

Gráfico 16

PARTICIPACIÓN DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE EN LAS IMPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO DE ESTADOS UNIDOS

Fuente: Elaboración propia en base a datos de EIA

Fuente: Elaboración propia en base a datos de EIA

En ese sentido, como la mayor parte de los excedentes petroleros de América Latina se canalizan a Estados Unidos y al interior de la región, ésta no constituye un área de interés estratégico para Europa o Asia, que cifran sus expectativas de suministro petrolero en Rusia, la región del Mar Caspio, Medio Oriente, y en menor medida, África.

Otro aspecto importante de señalar es que los costos totales de la oferta de petróleo bruto¹⁰⁵ en América Latina se sitúan en un rango que va desde 4 a 7 dólares el barril (estos últimos corresponden al costo de la explotación costa afuera en Brasil), mientras que los de Medio Oriente ascienden aproximadamente a 4 dólares el barril. En Estados Unidos el costo promedio es de 9,7

¹⁰⁵ Además de los costos de producción, en la industria petrolera también se usan como indicadores los costos de exploración y desarrollo, que se definen como el costo de encontrar nuevas reservas de petróleo, lo que incluye las actividades exitosas y no exitosas (pozos secos), así como las inversiones destinadas al desarrollo de los campos para la producción de petróleo.

dólares el barril (CEPAL, 2001). Este es uno de los motivos por los que la mayor apertura registrada en algunos países productores de petróleo no ha determinado que las empresas estatales pierdan el control de la industria petrolera, salvo en algunos casos como Argentina, Bolivia y Perú. Al igual que lo ocurrido en la industria petrolera a nivel mundial, el proceso de liberalización en el sector petrolero derivó en una reorganización y multiplicación de alianzas con las empresas privadas, en respuesta tanto a los bajos niveles de precios reales del petróleo, prevalecientes desde mediados de los años ochenta, como a la competencia de las empresas transnacionales en sus propios mercados.

La mayoría de las empresas estatales conservaron el papel predominante en la producción regional, en las inversiones, en sus ventas, en el volumen de utilidades, así como en las exportaciones regionales. El hecho que las inversiones de las empresas petroleras estatales superaron ampliamente las realizadas por las empresas privadas en el sector de los hidrocarburos en la región, se expresan en el hecho que los gastos de capital efectuados por las empresas extranjeras durante el segundo quinquenio de los noventa en América Latina y el Caribe (excluidos los relativos a adquisición de activos), alcanzaron un monto anual promedio cercano a 5.500 millones de dólares, que equivale a la tercera parte de la inversión realizada por las empresas públicas estatales (CEPAL, 2001).

Cabe señalar, que antes de las reformas en la legislación petrolera instrumentada en los inicios de los años noventa, la participación de las empresas transnacionales petroleras en América Latina y el Caribe era marginal, especialmente en las actividades *upstream*. En dichas actividades, la presencia de estas empresas se limitaba a algunos países productores medianos y pequeños, tales como Argentina, Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú, y Trinidad y Tobago, cuya legislación permitía la inversión privada en el sector. En los casos de Venezuela, México y Brasil, la inversión en este segmento del mercado se realizaba exclusivamente a través de las empresas estatales. En las actividades *downstream*, la presencia de las empresas transnacionales era aún más restringida, quedando reservada en casi todos los países a las operaciones de las empresas petroleras estatales, sobre todo las actividades de refinación, transporte por oleoductos y comercialización mayorista de los derivados del petróleo.¹⁰⁶ A pesar que las reformas que liberalizaron la economía durante los años noventa presentaron oportunidades de inversión para las empresas petroleras transnacionales en América Latina, su participación en la producción de hidrocarburos en la región es reducida, (excepto en el caso de Repsol-YPF) sobre todo en los casos de *Exxon Mobil* y *Royal Dutch Shell*, empresas que ocupan el primer y segundo lugar en la clasificación mundial de las empresas privadas petroleras en cuanto a volumen de producción de crudo.

Recuadro 5

**MODALIDADES DE INVERSIÓN DE LAS EMPRESAS TRANSNACIONALES
PETROLERAS EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE**

Las nuevas oportunidades de inversión que se presentaron para las ETN en América Latina fueron muy variadas entre un país y otro, dependiendo tanto de la modalidad de la apertura como de la dotación de recursos y del potencial geológico. Una modalidad de inversión ha sido la adquisición de empresas existentes, que se dio en los países en que se privatizó la empresa estatal, como Argentina, Bolivia y Perú. Otra modalidad ha consistido en la asociación –(empresa mixta o joint venture)– con la empresa estatal dominante ya sea para la exploración, el desarrollo o la explotación de algunas áreas, como fue el caso en Brasil, Colombia, Ecuador y Venezuela. Otra modalidad ha sido la inversión en exploración a riesgo sin asociación con la empresa estatal, que se dio en todos los países, con excepción de Colombia, México y Venezuela. Tanto en Colombia como en Venezuela rige la modalidad de exploración a riesgo por parte del capital privado, con obligación de asociación con la empresa estatal en caso de éxito.

Fuente: La inversión extranjera en América Latina y el Caribe, CEPAL, 2001 pag.161

¹⁰⁶ Ver *La inversión extranjera en América Latina y el Caribe*, CEPAL, 2001

Un aspecto importante de resaltar en cuanto a la participación de la región en el mercado internacional del petróleo, es que la afluencia de inversiones extranjeras en el sector petrolero ha sido canalizada fundamentalmente a los países que privatizaron su industria petrolera durante la década de los noventa.

Dichas inversiones se han concentrado más en la explotación que en la exploración. Esta tendencia se refleja claramente en el caso de Argentina, donde el número de pozos exploratorios y de avanzada (indicador de la inversión de riesgo), descendió significativamente (entre un 22 y 28% considerando los datos de 1995-2000 respecto al período previo a las reformas.) A pesar de ello, las reservas crecieron un 19% en promedio, lo cual significa que a pesar de una menor actividad exploratoria, se incrementó el volumen de reservas, aunque de manera insuficiente frente a los incrementos de producción. Este hecho se tradujo en un aumento del porcentaje de éxito de la actividad exploratoria¹⁰⁷ y en una disminución de la relación entre las reservas y la producción.¹⁰⁸ Algunos analistas estima que con un nivel similar de inversiones en exploración, e iguales niveles de producción, las reservas sólo durarían diez años.

Kozulj (2002) señala que, en cuanto a la producción de Argentina, el número de pozos perforados fue inferior al aumento de la producción,¹⁰⁹ lo cual indicaría que se explotaron las áreas de mayor productividad. Al igual que en la actividad exploratoria, se puede afirmar que el incremento de la producción obedeció en gran medida a un esfuerzo previo del Estado, y que las inversiones posteriores fueron de una rentabilidad excelente. Sostiene, asimismo, que ni el aumento de las reservas, ni el aumento de la producción se han originado en un proceso de inversiones masivas y de riesgo. El incremento de la producción, que convirtió al país en el cuarto mayor exportador de la región después de Venezuela, México y Colombia se explicaría en gran medida por inversiones previas de la empresa estatal YPF.¹¹⁰

En México, donde la industria petrolera es un monopolio estatal, se presentan problemas en la explotación porque el Estado no está en capacidad de asumir la magnitud de tales inversiones. Las reservas petroleras se han reducido casi a la mitad en la última década. El horizonte de vida de las reservas probadas de México, en función del ratio entre las reservas y la producción, se estima en 10 años, uno de los más bajos de la región.

En Venezuela, la producción petrolera ha disminuido en un 12% entre 1997 y el 2002, tendencia que se ha visto acentuada por la conflictiva situación política, que durante los meses de diciembre del 2002 y enero del 2003 afectó la producción como resultado de una huelga general.¹¹¹ Asimismo, la importancia de Venezuela como proveedor de petróleo a Estados Unidos ha disminuido al pasar de 19% a 13% entre 1997 y 2002. Sin embargo, las reservas probadas de petróleo se han incrementado en 4% durante el mismo período.

Colombia tiene la expectativa más baja entre los productores medios a grandes de petróleo de la región. En el país se ha mantenido relativamente estable el consumo de petróleo, pero los niveles de producción han registrado una caída importante. Después de haber alcanzado los 838 mil barriles diarios en 1999, la producción durante el 2002 fue de 591 mil barriles por día. Asimismo, las exportaciones petroleras a Estados Unidos han registrado una disminución de 13% entre los años 2001 y 2002. Algunos estudios señalan que si no se realizan nuevos descubrimientos,

¹⁰⁷ Rendimiento creciente de la actividad exploratoria

¹⁰⁸ El porcentaje medio de éxito de la actividad exploratoria se incrementó en más de un 107% entre 1995 y 2000 respecto al período 1983-1989, mientras que la relación reservas producción bajó a 9 años de los 14 que presentaba antes de las reformas

¹⁰⁹ El incremento de la producción se vinculó mucho más a las exportaciones que al mercado interno.

¹¹⁰ Ver Kozulj Roberto, *Balace de la privatización de la industria petrolera en Argentina y su impacto sobre las inversiones y la competencia en los mercados minoristas de combustibles*, Serie Recursos Naturales e Infraestructura, N.46, CEPAL, 2002

¹¹¹ La paralización de las actividades de PdVSA dio lugar a una caída de la producción de 2,9 millones de barriles diarios en noviembre del 2002, a cerca de 600 mil barriles diarios en enero del 2003. La OPEP incrementó sus cuotas de producción para compensar la pérdida de suministro en el mercado, y tanto el gobierno como las compañías privadas registraron pérdidas millonarias.

Colombia podría convertirse en importador neto de petróleo en el mediano plazo.¹¹² La producción ha venido disminuyendo en los últimos años no sólo debido a la naturaleza con respecto a la madurez de las grandes reservas de petróleo, sino como resultado de los reiterados atentados a la infraestructura petrolera. La guerra interna ha sido, sin duda, un factor que ha afectado el desarrollo del sector petrolero.¹¹³

B. La necesidad de diseñar una política energética

Las repercusiones del significativo incremento de los precios del petróleo durante el primer trimestre del 2003 para los países importadores de la región hicieron resurgir, en algunos países, el debate sobre el rol del Estado sobre un recurso que la mayoría de países considera estratégico. En los países europeos miembros de la Agencia Internacional de Energía, existen numerosos ejemplos que ilustran el carácter estratégico que asignan a sus empresas petroleras.

En América Latina, la mayoría de países mantienen el control sobre su industria petrolera, habiéndose creado esquemas que contemplan la asociación estratégica entre las empresas estatales y las transnacionales petroleras, esquemas de privatización vía la modalidad de capitalización, entre otras. Esta opción toma en cuenta la enorme influencia que éste tiene en la formación de precios locales y, por consiguiente, en la estructura de precios y rentabilidades relativas que afectan los restantes sectores de la economía. Asimismo, la transferencia de algunas empresas públicas a grupos privados implica transferir un importante poder de decisión que podría afectar la política económica.

Sólo en Argentina, Bolivia y Perú, el desarrollo de la industria petrolera está hegemonícamente en manos del capital privado. La modalidad de concesión y contratos de licencia permiten que, a cambio de una regalía, los contratistas tengan derecho a la propiedad del petróleo extraído. Al no tener control directo sobre éste, los gobiernos deben realizar complejas negociaciones para controlar los precios de los combustibles en el mercado interno cuando ocurren circunstancias extraordinarias. En este caso, a los gobiernos les resulta más difícil evitar que el impacto del incremento de los precios internacionales sea trasladado a los consumidores nacionales.

Los altos precios del petróleo afectan a todas las economías importadoras de crudo y también a las que han privatizado este recurso, pero mucho más a los países en desarrollo que a los industrializados, debido a que muchos de ellos hacen uso intensivo de la energía.¹¹⁴

Los incrementos en la factura petrolera perjudican, además, la competitividad internacional de las exportaciones de los países importadores netos de petróleo. Cuando suben los precios del petróleo, los precios internos de los productos derivados se incrementan y afectan los costos de producción de la industria. Por lo tanto, un crecimiento de la cuenta de importaciones petroleras, producto de un incremento de precios, puede conducir a una desestabilización en la balanza comercial y alimentar procesos inflacionarios.

En América Latina, como en el resto de países en desarrollo, el consumo de petróleo se ha incrementado durante las últimas tres décadas como resultado del proceso de urbanización y el incremento del parque automotor. Mientras que los países en desarrollo registraban sólo 26% de la

¹¹² *Country Analysis Briefs, Colombia*, Energy International Administration, USA, mayo del 2003.

¹¹³ Sólo en el año 2001 se registraron 170 atentados a uno de los más importantes oleoductos del país, Caño Limón. En el 2002 el nivel de atentados se redujo a un tercio, permitiendo incrementar las exportaciones a Estados Unidos. Sin embargo, también fueron registrados atentados en los oleoductos Trans Andino y Ocesa. Estas acciones generan inestabilidad en la zona fronteriza con Ecuador, otro importante productor de petróleo en la región.

¹¹⁴ Ver *High Prices hurt poor countries more than rich*, International Energy Agency, , Paris, marzo de 2000

demanda mundial de petróleo en los primeros años de los setenta, actualmente participan de un 40% y se espera que dicho crecimiento continúe.

La intensidad energética es en promedio mucho mayor en los países en desarrollo que en el promedio de los de la OECD. Esta tendencia continúa creciendo en muchos países en desarrollo, mientras que la tendencia en la OECD es decreciente, y se ha reducido a la mitad desde inicios de la década de los setenta, a la fecha.¹¹⁵

En los países de la OECD la participación del petróleo en el valor total de importaciones cayó de 13% a 4% desde fines de la década de los setenta. Los datos históricos no están disponibles para todos los países en desarrollo pero la participación de las importaciones de petróleo se ha incrementado en muchos de estos países a niveles más altos que los de la OECD.¹¹⁶

Criterios económicos y ambientales permiten inferir que los países de la región deberían instrumentar programas de eficiencia energética y de desarrollo de fuentes renovables de energía. El hecho que el petróleo sea la principal fuente energética en la región, y que en la mayoría de casos debe ser importada, requiere la adopción de políticas que permitan diversificar la matriz energética y el fomento del uso racional de la energía.

El actual contexto de volatilidad de los precios del crudo en el mercado internacional, puede ocasionar severos impactos en las economías de la región, de no mediar mecanismos para hacer frente a dichas fluctuaciones que permitan otorgar la necesaria estabilidad que requiere la actividad económica de la región.

La dependencia de recursos energéticos importados, la vigencia de una política de oferta basada exclusivamente en la expansión física del sector, y la persistencia de importantes grados de concentración, tornan a los países vulnerables a las bruscas oscilaciones de los precios. La mayoría de los países de la región carece de medidas tendientes a disminuir o atenuar dicha vulnerabilidad, lo cual es una muestra más de la ausencia de planeamiento de largo plazo en materia energética.

Una excepción la constituye el denominado Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo (FEPP), aplicado en Chile. Este mecanismo, instrumentado en enero de 1991, se creó con el objetivo de mantener cierta estabilidad en los precios internos de los derivados del petróleo, atenuando el impacto de las variaciones de los precios internacionales sobre el conjunto de la actividad productiva.

Un estudio publicado por la CEPAL¹¹⁷ señala que el FEPP pareciera haber cumplido parcialmente su objetivo. Los impactos sobre los precios internos de los derivados del petróleo, fueron efectivamente mitigados.¹¹⁸ Ello fue la tónica, al menos hasta mediados de 1999, en que los recursos del fondo, globalmente, se encontraban en equilibrio.¹¹⁹

Sin embargo, a partir del mes de agosto de ese año, el Fondo no siempre se aplicó, considerando la persistente alza de los precios. A su vez, los aumentos registrados tampoco fueron traspasados a los consumidores, hecho que propició un virtual agotamiento del fondo. Parte de la diferencia entre el precio de paridad y los precios internos, a lo largo de ese periodo, fue asumido

¹¹⁵ Los países en desarrollo importadores de energía utilizan, en promedio, más del doble de energía que los países miembros de la OECD para producir una unidad económica.

¹¹⁶ Ibid 114

¹¹⁷ Márquez, M. *El Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo (FEPP) y el mercado de los derivados en Chile*, Serie Recursos Naturales e infraestructura N. 15, CEPAL, 2000.

¹¹⁸ El costo del mecanismo ascendía a 250 millones de dólares hasta junio del 2000. Márquez (2000) sostiene que tales costos, deben ser evaluados a la luz de aquellos que el país habría tenido que asumir de no existir el FEPP. Sólo en el caso del PIB, las estimaciones arrojaron, que de no existir el FEPP, éste habría disminuido en aproximadamente en un 0.8%, es decir alrededor de 34 millones de dólares en valores de 1992.

¹¹⁹ Es decir, se compensaron con *impuestos* a los consumidores aquellos montos que el fondo tuvo que desembolsar para subsidiar circunstancialmente, los cambios en los precios del crudo a nivel internacional.

por la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP). Según algunas críticas realizadas por especialistas, el FEPP presentaría ciertas limitaciones que le habrían restado eficacia. Estas limitaciones tendrían relación con los grados de libertad que poseía la autoridad reguladora encargada de su aplicación, los modelos utilizados en el cálculo de los precios de referencia, la existencia de subsidios entre combustibles, entre otras. Estas circunstancias dieron lugar a la modificación del mecanismo en el 2000. Las fórmulas introducidas tendieron a preservar los fondos del mecanismo a costa de una menor amortiguación de las oscilaciones de los precios.

Recuadro 6

FONDO DE ESTABILIZACIÓN DE PRECIOS DEL PETRÓLEO (FEPP) EN CHILE

El FEPP fue creado en Chile en enero de 1991, mediante la Ley N° 19030. Se constituyó, inicialmente con un monto de 200 millones de dólares provenientes, a modo de préstamo, del Fondo de Estabilización del Cobre. Los combustibles afectos al FEPP son: las gasolinas automotrices; la nafta para uso en la fabricación de gas de cañería; el kerosene doméstico; el petróleo diesel; los fuel oil; y el Gas Licuado de Petróleo. El FEPP operaba con dos tipos o conceptos de precios:

i) Los de referencia: determinados por el Ministerio de Minería previo informe de la Comisión Nacional de Energía, consideran: i) un Precio de Referencia Superior (PRSu); ii) uno intermedio (PRIn), y iii) uno inferior (PRIf). El precio de referencia intermedio es calculado sobre la base del precio esperado de mediano y largo plazo del mercado petrolero, y

ii) Los precios de paridad de importación (PRIm): se refieren a la cotización promedio semanal observada en los mercados internacionales de combustibles, incluyendo los costos de transporte, seguros y otros (CIF), cuando corresponda y su determinación es labor de la CNE.

El mecanismo establece que cuando el precio paridad esté bajo el precio de referencia inferior, el producto estará gravado por un impuesto del 60% de la diferencia entre ambos precios por metro cúbico vendido o importado, según corresponda.

Al contrario, si el precio de paridad excede al PRSu, operará un crédito fiscal igual a la diferencia entre ambos precios, por metro cúbico vendido o importado, según corresponda. La diferencia en el porcentaje de aplicación del mecanismo pareciera provenir del hecho que el FEPP fue adoptado en un contexto, la guerra del Golfo, en el cual se preveían alzas mayores de precios del crudo.

Si el PPIIm se mantiene dentro del rango establecido por los precios de referencia (superior e inferior), no opera el mecanismo del FEPP.

Si en cambio, el PPIIm supera alguno de los precios de referencia mencionados, y éste supera en un 2% a los precios vigentes, se genera el mecanismo señalado.

En julio de 2000 fue aprobada una nueva Ley para el FEPP (N° 19 681) que reemplaza a la ley de 1991. Las razones esgrimidas para dicho cambio obedecieron, formalmente, a la disminución de los recursos disponibles y su virtual agotamiento, los que a marzo de 2000, debido al aumento de precios en el petróleo internacional, estaban significando un gasto mensual de alrededor de 30 millones de dólares. Esta nueva ley contempló una serie de modificaciones las que tenían como objetivo central crear un mecanismo con atribuciones capaces de representar de mejor manera la situación del mercado internacional.

El conjunto de cambios introducidos al mecanismo determinó condiciones para evitar el agotamiento de los recursos del fondo; y, creó subfondos destinados a subsanar el traspaso de subsidios cruzados que tenían lugar por el hecho que no todos los productos se veían necesariamente afectados por alzas en los precios paridad del crudo.

En la Nueva Ley, la Comisión Nacional de Energía tiene la obligación de calcular los precios semanalmente bajo la adopción de fórmulas de cálculo previamente definidas y públicas. En segundo lugar, se adoptan fórmulas que evitan el agotamiento del fondo, lo cual implica que se tenderá a traspasar más frecuentemente y en montos cada vez mayores, las alzas de los precios internacionales a los consumidores, con lo que la virtud de amortiguador de las alzas, o efecto suavizador de las mismas, tendería a debilitarse. Con ello, los impactos sobre el conjunto de la economía podrían ser mayores, en particular en un escenario de alza de precios del petróleo. Asimismo, quienes asumirían la mayor parte de las alzas serán los consumidores.

Fuente: Márquez, M. El Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo (FEPP) y el mercado de los derivados en Chile, Serie Recursos Naturales e Infraestructura N.15, CEPAL, 2000

En efecto, éstos podrían trastocar el rol para el cual fue creado, en la medida en que el cálculo de los precios de referencia es semanal y la fórmula de cálculo del porcentaje a subsidiar es dependiente de los recursos disponibles del fondo. En ese marco, es probable que si bien el nuevo mecanismo permite que los precios en el mercado nacional sigan estrictamente aquellos cambios ocurridos en los precios internacionales del petróleo a nivel internacional, las alzas a traspasar a los consumidores sean de tal magnitud y frecuencia que sus impactos afecten los niveles de actividad económica, superando éstos, incluso eventuales costos de un mecanismo como el fondo. En rigor, mientras más breve sea el tiempo de cálculo y de adopción de nuevos precios, menor será el efecto mitigador. (Márquez, 2000)

Otro de los países que intentó mitigar el incremento reciente de los precios del petróleo, fue Argentina. Este país, siendo paradójicamente un país exportador neto de petróleo, se vio obligado a llevar adelante complejas negociaciones con las empresas petroleras para lograr dicho fin. El gobierno amenazó a las compañías petroleras con afectar las ganancias de las empresas que explotan el petróleo mediante la retención de la totalidad de la renta extraordinaria que generarían en caso que traspasaran el incremento de los precios internacionales, por encima de los 30 dólares, al mercado interno.¹²⁰

Recuadro 7

NEGOCIACIONES PARA ATENUAR EL IMPACTO DEL INCREMENTO DE LOS PRECIOS DEL PETRÓLEO EN ARGENTINA

El 2 de enero de 2003, las petroleras y el Gobierno argentino firmaron un convenio que garantizaba que no habría incrementos en los precios de los combustibles hasta el 31 de marzo del mismo año. La base del mismo consistía en que los productores le venderían el petróleo a los refinadores a 28,50 dólares el barril, aunque las cotizaciones subieran; a cambio, la diferencia se compensaría cuando los precios descendieran.

El pacto incluía cláusulas gatillo: i) que el dólar no superara 3,65 pesos; ii) que el barril de petróleo no cayera a menos de 22 dólares; y, iii) que tampoco cotizara por más de 10 días consecutivos por encima de los 35 dólares el barril de petróleo WTI. Esta última contingencia precisamente sucedió: a fines de febrero se cumplieron 10 días, período en el cual el precio promedio del petróleo registró 35,20 dólares.

Las compañías petroleras intentaron denunciar el convenio, el mismo que debía ser renegociado. Teóricamente, los productores tendrían libertad de fijar el precio al que vendían el petróleo a los refinadores. Inicialmente, las compañías petroleras propusieron la aplicación de retenciones decrecientes sobre las exportaciones, a cambio de seguir abasteciendo de crudo a las destilerías al mismo valor.

El Ministro de Economía, Roberto Lavagna, sostuvo que se “respetarían las tendencias normales del mercado, pero un incremento por la amenaza de un conflicto bélico no era razonable”. Se argumentó que no había razón para que se produjera dicho aumento. En un año, el gasoil aumentó el 221%, sin impuestos, y las naftas subieron el 178%. En ese lapso los precios mayoristas crecieron el 127%. Si las compañías trasladaban los precios al mercado interno, toda renta extraordinaria por encima de los 30 dólares el barril sería cobrada como retenciones por el Estado.

El último día de febrero las compañías del sector acordaron un nuevo convenio con el gobierno. En esta nueva propuesta, las petroleras absorberían la diferencia entre 36 dólares el barril y el nivel internacional, en tanto que se mantendría el precio interno de 28,50 dólares. La brecha hasta 36 dólares se acumularía en una cuenta virtual a compensar cuando el barril descendiera por debajo el valor de venta en el mercado interno.

Fuente: Diarios El Clarín y La Nación entre los días 22 y 28 de febrero de 2003

¹²⁰ Desde que se eliminó el régimen de convertibilidad en enero del 2001, el gas oil aumentó 221% y las naftas, 178%, lo cual supera largamente el incremento de precios mayoristas de la economía que crecieron 127%. El Ministro de Economía, Roberto Lavagna, señaló a fines de febrero que en caso de que por razones ajenas al mercado pudiera persistir el aumento del precio internacional del petróleo, la intención del Gobierno era absorber la renta extraordinaria, “que nada tiene que ver con el negocio petrolero”

Síntesis y conclusiones

Las repercusiones del significativo incremento de los precios del petróleo durante el primer trimestre del 2003 se convirtieron nuevamente en tema central de las decisiones de política económica, especialmente en los países importadores. Este incremento de precios estuvo determinado por una disminución en la oferta de crudo debido a la paralización de la producción durante dos meses en Venezuela, algunas interrupciones esporádicas en Nigeria, y el bajo nivel de inventarios de crudo en los países de la OCDE. Estos hechos dieron lugar a un incremento en las cuotas de producción de la OPEP. Sin embargo, los factores geopolíticos como las tensiones políticas antes del inicio de la guerra en Irak, y factores especulativos, sobre todo en los mercados de futuros, tienen preponderancia en la formación de los precios. Ello explica que, a pesar que la oferta de crudo se normalizó durante el segundo trimestre, los precios hayan tenido niveles más altos a los registrados en igual período del año anterior. A esta tendencia alcista contribuyen también los incrementos en los costos de seguro de los barcos petroleros, que han dado lugar a una caída del comercio del petróleo.

Contrariamente a lo que sostienen algunas agencias especializadas, las acciones tomadas por la OPEP no son determinantes de la evolución del mercado petrolero. Según estudios realizados por esa organización, las tensiones políticas han generado, en algunos momentos, lo que se denomina *premio de guerra* (war premium) de hasta 8 dólares por barril de crudo. Este *premio* ha fluctuado de acuerdo a la intensidad de los conflictos e incertidumbre. Ello se demuestra en el hecho que al momento en que el desenlace de la guerra en Irak parecía inminente, los precios cayeron bruscamente,

inclusive, a niveles más bajos de los que efectivamente se registraron cuando se inició el conflicto. Sólo en una semana, la canasta de precios de la OPEP cayó un 18%. Ello se debería a las expectativas generadas por los agentes comercializadores de que la guerra sería breve, y que la reanudación e incremento de las exportaciones de petróleo de Irak se incrementarían en el corto plazo.

Sin embargo, la inseguridad que prevalece respecto a la reanudación de exportaciones de petróleo de Irak, determinan que los precios no se hayan reducido de acuerdo a las previsiones realizadas antes del inicio de la guerra. Los continuos sabotajes a los oleoductos y los crecientes atentados y ataques a las fuerzas de ocupación acentúan los temores respecto a la estabilidad del mercado petrolero imprimiendo alzas esporádicas en los precios, retrasando las inversiones, y, consecuentemente, la esperada reanudación de las exportaciones petroleras. Los crecientes gastos que está demandando el restablecimiento del orden en Irak constituyen un factor que no sólo afecta la estabilidad del mercado del petróleo, sino la economía internacional, al estarse impulsando un crecimiento del déficit fiscal en Estados Unidos.

A pesar que la aprobación de la resolución 1483 de mayo del 2003 por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas ha creado, teóricamente, las condiciones para que la producción petrolera, en dicho país, pueda desarrollarse intensamente, las dificultades prevalecientes no parecen indicar que éstas puedan reanudarse de la forma proyectada, al menos, en el corto plazo. Dicha resolución puso fin al embargo petrolero en Irak, vigente durante trece años.

La reanudación de la exportación de petróleo iraquí constituirá un factor determinante en la evolución del mercado internacional del petróleo. El país no sólo dispone de la segunda reserva más importante del mundo, antecedido sólo por Arabia Saudita, sino que los costos de explotación son muy bajos, el petróleo es de buena calidad, y los trayectos para exportarlo son de fácil acceso, ya que la salida al Mar Mediterráneo es sencilla. De superarse los conflictos políticos que actualmente prevalecen en el país, las compañías petroleras optarían probablemente por una estrategia expansiva de producción de petróleo. En tal caso, la política energética iraquí estaría fuertemente influenciada por las estrategias de las compañías petroleras transnacionales. Ello, a su vez, debilitaría el ya menguado poder que tiene la OPEP en la fijación de precios del petróleo, debido a que difícilmente dichas compañías se someterán al compromiso de acatar las cuotas de producción que fija la Organización. Existe la probabilidad de que bajo una nueva administración, Irak se retire de la OPEP.

En tanto no se alcance la paz en Irak, los precios tenderían a registrar niveles relativamente altos. Sin embargo, en la medida que el país esté en capacidad de reanudar sus exportaciones, la oferta petrolera se incrementará, presionando los precios a la baja. En este escenario, que hoy parece improbable, los países productores de petróleo tendrían que hacer esfuerzos de coordinación para regular la oferta y sostener los precios.

A la mayoría de países productores de petróleo no pertenecientes a la OPEP les interesa mantener precios estables, preferiblemente altos, y en muchas oportunidades, han participado en la coordinación de las cuotas de producción conjuntamente con la OPEP. Sin embargo, algunos de ellos tienen intereses de política comercial distintos debido a sus diferentes estructuras económicas. Sus estrategias con respecto a la OPEP varían desde la cooperación a la condición de *free riders*. Es decir, no todos contribuyen cabalmente en sus compromisos de reducción de cuotas de producción, pero se benefician cuando el esfuerzo de los otros países permite sostener los precios. Ésta ha sido la tendencia observada a partir del 2001.

Es importante destacar que, en la mayoría de los países exportadores importantes de petróleo, el Estado mantiene el control sobre los hidrocarburos, y por lo tanto, tiene capacidad para intervenir en los niveles de producción. México es el caso extremo, mientras que Rusia es el país

que más ha abierto la participación privada en el sector energético, hecho que ha dificultado últimamente la instrumentación de los acuerdos con la OPEP. Noruega no participa en general de las reuniones de la OPEP, pero ha ajustado su producción en coordinación con dicha Organización en varias oportunidades desde 1998.

Los países de la OPEP participan actualmente del 38% de la producción, del 31% de las exportaciones y del 78% de las reservas probadas a nivel mundial. Los países productores de petróleo que no son miembros de la OPEP tienen una participación de 69% en las exportaciones petroleras, 62% en la producción, y un 22% en el total de las reservas mundiales probadas de petróleo. Estos datos expresan la mayor participación que tienen actualmente en el mercado los productores de petróleo independientes, en contraposición a los de la OPEP. Sin embargo, en el largo plazo, las vastas reservas de los miembros de la Organización, las cuales registran además los más bajos costos de extracción mundiales, determinan una posición privilegiada de estos países para enfrentar la creciente demanda futura de petróleo. Por el contrario, las reservas de los países productores no miembros de la OPEP representan menos de un cuarto del total mundial, y toda vez que dichas áreas son maduras, se espera una tasa de crecimiento de su producción relativamente menor en los próximos años.

Se estima que en las próximas dos décadas, el 61% del incremento de la demanda por petróleo será cubierta por la región conformada por los países que actualmente pertenecen a la OPEP. Se calcula que en 2025, dichos países producirán 25 millones de barriles diarios de petróleo más de los que producen actualmente, mientras que los países fuera de la organización producirán unos 16 millones más que los niveles presentes. La demanda mundial actual del petróleo se estima en 77 millones de barriles diarios.

A pesar de la tendencia mundial a liberalizar el sector energético desde inicios de la década de los noventa, ya sea a través de la venta de empresas estatales, del establecimiento de empresas conjuntas con los gobiernos, o la simple apertura de actividades, este proceso de privatización no ha tenido lugar en los países con mayor potencial petrolero. La flexibilización de algunas normas para atraer capitales no se ha dado en los más importantes países productores de petróleo de forma tal que haya amenazado la posición o intereses estatales de los principales países productores. Lo que ha ocurrido es una apertura de algunas actividades específicas que los gobiernos han estado dispuestos a fomentar. En América Latina, salvo algunos casos como Argentina, Bolivia y Perú, las empresas estatales tampoco perdieron el control de la industria petrolera. Este proceso de liberalización en el sector petrolero derivó en una reorganización y multiplicación de alianzas con las empresas privadas, en respuesta tanto a los bajos niveles de precios reales del petróleo –prevalcientes desde mediados de los años ochenta–, como a la competencia de las empresas transnacionales en sus propios mercados.

El petróleo es un recurso extinguido, y se prevé que en las próximas décadas continuará siendo la principal fuente energética, seguida por el gas que tendrá una tendencia creciente. La mayoría de países industrializados, especialmente Estados Unidos y Europa, han desarrollado políticas energéticas en las que se considera al petróleo como un recurso estratégico. Estas políticas incluyen programas para el uso eficiente de energía, desarrollo de fuentes energéticas alternativas, entre otros.

En el caso de Estados Unidos, a pesar de ser el mayor productor mundial, el 54% de los casi 20 millones de barriles diarios que se consumen en el país, es importado. Los pronósticos en Estados Unidos indican que en el largo plazo la producción no se incrementará, y dado que el consumo continuará aumentando, las importaciones de petróleo también lo harán. Se estima que para el año 2020, el 66% del consumo de petróleo deberá importarse. Sus reservas probadas representan menos del 3% del total mundial. A juicio de las autoridades norteamericanas, esta creciente dependencia de las importaciones de petróleo, pueden constituirse en una amenaza a su

seguridad nacional y a su bienestar económico. A fin de responder a las necesidades del país durante los próximos veinte años, la estrategia diseñada en el informe del National Energy Policy Development Group, de mayo de 2001, aconseja concentrarse en dos objetivos. El primero, aumentar las importaciones procedentes de los países del Golfo Pérsico, que poseen alrededor de dos terceras partes de las reservas energéticas mundiales. El segundo, ampliar la diversidad geográfica de las importaciones a fin de reducir las consecuencias económicas de futuros conflictos, en regiones permanentemente inestables.

Los países que conforman la Unión Europea, segundo consumidor mundial del petróleo son, en su conjunto, importadores netos de petróleo. En perspectiva, se estima que en los próximos 20 a 30 años tendrán que importar hasta el 90% de su consumo si no se toman algunas medidas. La fuerte dependencia de las importaciones de fuentes energéticas en general, y de petróleo en particular, ha determinado que la Unión Europea promueva políticas para un uso eficiente de la energía, así como el desarrollo de energías renovables, de tal manera de impulsar sus tasas de crecimiento tanto en la producción como en el consumo.

A diferencia de los países industrializados, los países importadores de crudo de América Latina y el Caribe, salvo algunas medidas aisladas en algunos de ellos, no han instrumentado programas energéticos que incluyan la utilización de fuentes alternativas al petróleo, o un uso eficiente del mismo. Tampoco se dispone de una política de stocks de crudo, ni de mecanismos que permitan sobrellevar las fluctuaciones de los precios del petróleo. Los períodos de precios altos afectan a la mayoría de países de la región, debido a que gran parte de los sectores manufactureros hacen un uso intensivo de la energía.

América Latina y el Caribe concentran más del 10% de las reservas probadas de petróleo a nivel mundial. Sin embargo, la presentación de esta cifra como dato conjunto de la región, no expresa las distintas realidades del sector petrolero en cada uno de los países. Sólo Venezuela y México concentran juntos más del 80% de las reservas de la región, mientras que Brasil, Ecuador, Argentina y Colombia participan del resto.

Venezuela es de lejos el país que presenta el potencial más importante de petróleo en la región. Concentra el 70% de las reservas de la región, y el ratio entre reservas y producción es de 72 años, superior al promedio latinoamericano de 33, y al promedio mundial de 38,5 años. Por otro lado, Venezuela sólo participa con 7% en el total del consumo de la región, y, con casi la mitad del total de las exportaciones netas petroleras regionales.

La gran mayoría de países latinoamericanos no posee reservas de petróleo, y por lo tanto, necesita importar prácticamente la totalidad de su consumo. Es el caso de Paraguay, Uruguay, Chile, todos los países de América Central, salvo Guatemala que se autoabastece, y la mayoría de países del Caribe. En algunos casos como Perú y Brasil, en menor medida, se importa parte del consumo, ya que la producción interna no es suficiente.

La particularidad de las exportaciones de los países petroleros de la región, es que éstas se comercian mayormente dentro de la región americana. Estados Unidos, absorbe la mayor parte de los excedentes de la producción de la región, especialmente de México y Venezuela, países que conjuntamente concentran más del 80% de las exportaciones petroleras de América Latina y el Caribe. México y Venezuela ocupan el tercer y cuarto lugar, respectivamente, como principales proveedores de petróleo crudo del mercado norteamericano. En ese sentido, como la mayor parte de los excedentes petroleros de América Latina se canalizan a Estados Unidos y al interior de la región, ésta no constituye un área de interés estratégico para Europa o Asia, que cifran sus expectativas de suministro petrolero en Rusia, la región del Mar Caspio, Medio Oriente, y en menor medida, en África.

Bibliografía

- Ábalo, Carlos (1982) “Hipótesis sobre el petróleo y sus precios”, en *Revista de Comercio Exterior*, Banco Nacional de Comercio Exterior, Vol. 32, Num. 9, septiembre, México.
- Al Chalabi, F. (1980), *OPEC and The International Oil Industry: a changing structure* Oxford University Press.
- Bourgeois, B.; Martin, J. (1991) “El Petróleo sustituto del petróleo: los efectos del progreso tecnológico en la producción petrolera” en *Desarrollo y Energía* Vol.1 N.2. Instituto de Economía Energética. San Carlos de Bariloche, julio.
- British Petroleum (2003) *Statistical Review of World Energy*, Londres, junio.
- Brown, K.C. y R.F. (1995) Semmens, *Perspectives on Integration in the Oil Industry: Innovations from the Financial Market in: Oil in the New World Order* (Eds. K. Gillespie y C.M. Henry), University Press of Florida.
- Brzezinski Zbigniew, (1998) *El gran tablero mundial*, Editorial Paidós, Estado y Sociedad, Barcelona
- CEPAL, (2001) *La inversión extranjera en América Latina y el Caribe*
- Commission of the European Communities, (2003) *Communication from the Comisión to the council and the European Parliament on the consequences of the war in Iraq for energy and transport*, Brussels, 26.3.2002 COM 164 final.
- David Doniger, David Friedman, Roland Hwang, Daniel Lashof, Jason Mark, (2002) “Coping with Latin America’s Energy Needs”, *Special Reports, Latin American Newsletters*, junio.
- Di Cino, F., (1999) “Oferta y Demanda Petrolera” en *Boletín Informativo Techint* 298 Buenos Aires, abril–junio.
- Gälli, A. (1979) *Die sozio—ökonomische Entwicklung der OPEC—Staaten: Auswirkungen und Perspektiven des Devisenreichtums*. Weltforum Verlag, München.

- Gallina, Sergio y Smith Walter, (2001) *La industria petrolera internacional de principios del Milenio: Tendencias y Actores* Gerencia de planeación Estratégica, Instituto Mexicano del Petróleo. Ponencia presentada al IV Vongreso de la Asociación Mexicana pra la Economía Energética, México D.F. junio 13.
- Giordano, Eduardo (2002) *Las guerras del petróleo. Geopolítica, economía y conflicto* Icaria, Antrazyt, Barcelona.
- Guadagni, A., (1984) *La Puja por la apropiación de la renta petrolera: el rol de la OPEP*. Instituto Torcuato Di Tella. Documento de Trabajo N.117. Centro de Investigaciones Económicas. Buenos Aires, diciembre.
- Instituto Mexicano del Petróleo, (2001) (IPM) *La Prospectiva de la investigación y el desarrollo tecnológico del sector petrolero al año 2025*, junio.
- International Energy Agency, (2000) *High prices hurt poor countries more than rich*, Paris, marzo.
- Klare, Michael (2003) *Guerra por los recursos. El futuro escenario del conflicto global*, Ediciones Urano, Barcelona.
- Kozulj Roberto, (2002) *Balance de la privatización de la industria petrolera en Argentina y su impacto sobre las inversiones y la competencia en los mercados minoristas de combustibles*, Serie Recursos Naturales e Infraestructura, N.46, CEPAL.
- Lashof, Daniel & Hwang, Roland, (2003) *Dangerous Addiction Breaking the chain of oil dependence*, Natural Resources Defense Council (NRDC), marzo.
- Márquez Miguel, (2000) *El Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo (FEPP) y el mercado de los derivados en Chile*, Serie Recursos Naturales e Infraestructura N.15, CEPAL, diciembre.
- Massarrat, Mohssen, OPEP, (1981) “Tercer Mundo y países capitalistas en Investigación Económica” 157, julio septiembre, *Revista de la Facultad de Economía*, UNAM, México.
- Massarat, Mohssen, (1979). *Crisis de la energía o crisis del capitalismo*, Editorial Fontanara, Barcelona.
- Molin, J., (1986) *Efectos económicos y sociales del desarrollo petrolero ajenos a la OPEP*, OIT Ginebra.
- Norman, F., (1990) “Oil Shock III?” en *New England Economic Review*. September–October.
- Navarrete, J., (1975) “La OPEP: el primer cuarto de siglo” en *Cuadernos sobre prospectiva energética* N. 77. México D.F.
- Oilwatch, (2003) *World Rainforest Movement Oilwatch declaration: Security vs. Sovereignty*, World Social Forum.
- Natural Resources Defense Council, (NRDC) (2002) *Dangerous Addiction, Ending America’s Oil Dependence*, Union of Concerned Scientists, enero
- Natural Resources Defense Council (NRDC), (2001) *A responsible Energy Policy for the 21st Century, report*, febrero
- Noreng, Oystein, (2003). *El poder del petróleo La política y el mercado del crudo*, Editorial El Ateneo, Buenos Aires.
- Nunnenkamp, P, (1980) *Zur Auslandsverschuldung der Entwicklungsländer, Ausmass und Ursachen*. Institut fur Weltwirtschaft an der Universität Kiel.
- Ravinovich, E, (1975) *La Crisis económica internacional*, Instituto Nacional de Planificación, Buenos Aires, septiembre.
- Rifkin, Jeremy (2002) *La economía del hidrógeno*, Editorial Paidós (Estado y Sociedad) Buenos Aires.
- Robinson, Colin, (2001) “Oil and Gas producing countries in the twenty-first century”, Paper at conference on “Gulf Co-operation Council Economies: 21st Century Opportunities”, King Faisal University, Hofuf, Saudi Arabia, February 13-14.
- Ruiz Caro, Ariela, (2001) *El papel de la OPEP en el comportamiento del mercado petrolero internacional*, Serie Recursos Naturales e Infraestructura N.21, CEPAL, abril.
- Ruiz Caro, Ariela, (2001) *El papel de la OPEP en el marco de los compromisos del Protocolo de Kyoto*, en “uarto diálogo parlamentario Europa América Latina para el desarrollo sustentable del sector energético” Serie Seminarios y Conferencias N.21, CEPAL, diciembre.
- Sánchez Albavera, Fernando, (2002) *Reestructuración de los mercados energéticos y nuevos desafíos regulatorios en América Latina*, Serie Gestión Pública, N. 26, CEPAL, noviembre.
- Schamleh, O., (1979) *Politik der OPEC*. Bochum: Brockmeyer”.
- Secretaría de Energía de México, (2002) *Perfil energético de América del Norte*, México D.F:
- Stevens, P.J., (1997) *Energy and Privatization: Sensitivities and Realities*”, *Twenty-Fourth International Conference on the Global Energy Sector; Opportunities and Uncertainty*, Boulder, Colorado, abril 6-8.
- Tietzel, M., (1978) *Die Energiekrise fünf Jahre danach*. Verlag Neue Gesellschaft, Bonn.
- Urkidi, V., (1977) *El Petróleo y la Perspectiva Internacional*. Fondo de Cultura Económica.

www.opec.org (the organization of the petroleum exporting countries)
www.iea.org (international energy agency)
www.energia.gob.mx (secretaría de energía de México)
www.eia.doe.gov (u.s.a: energy information administration. department of energy)
www.cera.com (cambridge energy research associates)
www.shell.com (the shell group)
www.financialtimes.com (diario the financial times)
www.nrdc.org (natural resources defense council)
www.energypress.com (resumen semanal sobre la industria energética de América Latina)
www.oil.com (oil-gas-offshore news)
www.guardian.com.uk/oil (special report., oil and petrol)
www.oilsite.com (news and directory of the oil and gas industry)
www.bp.com (british petroleum)
www.arpel.org (regional association of oil and natural gas companies in Latin American and the Caribbean)
www.cier.org (comisión energética de integración energética regional)
http://europa.eu.int/comm/energy/index_en.html (european commission's energy)



NACIONES UNIDAS

Serie

CEPAL

Recursos naturales e infraestructura

Números publicados

1. Panorama minero de América Latina a fines de los años noventa, Fernando Sánchez Albavera, Georgina Ortiz y Nicole Moussa (LC/L.1253-P), N° de venta S.99.II.G.33 (US\$10,00), 1999. [www](#)
2. Servicios públicos y regulación. Consecuencias legales de las fallas de mercado, Miguel Solanes (LC/L.1252-P), N° de venta S.99.II.G.35 (US\$10,00), 1999. [www](#)
3. El código de aguas de Chile: entre la ideología y la realidad, Axel Dourojeanni y Andrei Jouravlev (LC/L.1263-P), N° de venta S.99.II.G.43 (US\$10,00), 1999. [www](#)
4. El desarrollo de la minería del cobre en la segunda mitad del Siglo XX, Nicole Moussa, (LC/L.1282-P), N° de venta S.99.II.G.54 (US\$10,00), 1999. [www](#)
5. La crisis eléctrica en Chile: antecedentes para una evaluación de la institucionalidad regulatoria, Patricio Rozas Balbontín, (LC/L.1284-P), N° de venta S.99.II.G.55 (US\$ 10,00), 1999. [www](#)
6. La Autoridad Internacional de los Fondos Marinos: un nuevo espacio para el aporte del Grupo de Países Latinoamericanos y Caribeños (GRULAC), Carmen Artigas (LC/L.1318-P), N° de venta S.00.II.G.10 (US\$ 10,00), 1999. [www](#)
7. Análisis y propuestas para el perfeccionamiento del marco regulatorio sobre el uso eficiente de la energía en Costa Rica, Rogelio Sotela (LC/L.1365-P), N° de venta S.00.II.G.34 (US\$ 10,00), 1999. [www](#)
8. Privatización y conflictos regulatorios: el caso de los mercados de electricidad y combustibles en el Perú, Humberto Campodónico, (LC/L.1362-P), N° de venta S.00.II.G.35 (US\$ 10,00), 2000. [www](#)
9. La llamada pequeña minería: un renovado enfoque empresarial, Eduardo Chaparro, (LC/L.1384-P), N° de venta S.00.II.G.76 (US\$ 10,00), 2000. [www](#)
10. Sistema eléctrico argentino: los principales problemas regulatorios y el desempeño posterior a la reforma, Héctor Pistonesi, (LC/L.1402-P), N° de venta S.00.II.G.77 (US\$10,00), 2000. [www](#)
11. Primer diálogo Europa-América Latina para la promoción del uso eficiente de la energía, Huberto Campodónico (LC/L.1410-P), N° de venta S.00.II.G.79 (US\$ 10,00), 2000. [www](#)
12. Proyecto de reforma a la Ley N°7447 “Regulación del Uso Racional de la Energía” en Costa Rica, Rogelio Sotela y Lidette Figueroa, (LC/L.1427-P), N° de venta S.00.II.G.101 (US\$10,00), 2000. [www](#)
13. Análisis y propuesta para el proyecto de ley de “Uso eficiente de la energía en Argentina”, Marina Perla Abruzzini, (LC/L.1428-P, N° de venta S.00.II.G.102 (US\$ 10,00), 2000. [www](#)
14. Resultados de la reestructuración de la industria del gas en la Argentina, Roberto Kozulj (LC/L.1450-P), N° de venta S.00.II.G.124 (US\$10,00), 2000. [www](#)
15. El Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo (FEPP) y el mercado de los derivados en Chile, Miguel Márquez D. (LC/L.1452-P) N° de venta S.00.II.G.132 (US\$10,00), 2000. [www](#)
16. Estudio sobre el papel de los órganos reguladores y de la defensoría del pueblo en la atención de los reclamos de los usuarios de servicios públicos, Juan Carlos Buezo de Manzanedo R. (LC/L.1495-P), N° de venta S.01.II.G.34 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
17. El desarrollo institucional del transporte en América Latina durante los últimos veinticinco años del siglo veinte, Ian Thomson (LC/L.1504-P), N° de venta S.01.II.G.49 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
18. Perfil de la cooperación para la investigación científica marina en América Latina y el Caribe, Carmen Artigas y Jairo Escobar (LC/L.1499-P), N° de venta S.01.II.G.41 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
19. Trade and Maritime Transport between Africa and South America, Jan Hoffmann, Patricia Isa, Gabriel Pérez (LC/L.1515-P), Sales Number E.00.G.II.57 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
20. La evaluación socioeconómica de concesiones de infraestructura de transporte: caso Túnel El Melón – Chile, Francisco Ghisolfó (LC/L.1505-P), N° de venta S.01.II.G.50 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
21. El papel de la OPEP en el comportamiento del mercado petrolero internacional, Ariela Ruiz-Caro (LC/L.1514-P), N° de venta S.01.II.G.56 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
22. El principio precautorio en el derecho y la política internacional, Carmen Artigas (LC/L.1535-P), N° de venta S.01.II.G.80 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)

23. Los beneficios privados y sociales de inversiones en infraestructura: una evaluación de un ferrocarril del Siglo XIX y una comparación entre ésta y un caso del presente, Ian Thomson (LC/L.1538-P), N° de venta S.01.II.G.82 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
24. Consecuencias del "shock" petrolero en el mercado internacional a fines de los noventa, Humberto Campodónico (LC/L.1542-P), N° de venta S.00.II.G.86 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
25. La congestión del tránsito urbano: causas y consecuencias económicas y sociales, Ian Thomson y Alberto Bull (LC/L.1560-P), N° de venta S.01.II.G.105 (US\$10,00), 2001. [www](#)
26. Reformas del sector energético, desafíos regulatorios y desarrollo sustentable en Europa y América Latina, Wolfgang Lutz. (LC/L.1563-P), N° de venta S.01.II.G.106 (US\$10,00), 2001. [www](#)
27. Administración del agua en América Latina y el Caribe en el umbral del siglo XXI, A. Jouravlev (LC/L.1564-P), N° de venta S.01.II.G.109 (US\$10,00), 2001. [www](#)
28. Tercer Diálogo Parlamentario Europa-América Latina para la promoción del uso eficiente de la energía, Humberto Campodónico (LC/L.1568-P), N° de venta S.01.II.G.111 (US\$10,00), 2001. [www](#)
29. Water management at the river basin level: challenges in Latin America, Axel Dourojeanni (LC/L.1583-P), Sales Number E.II.G.126 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
30. Telemática: Un nuevo escenario para el transporte automotor, Gabriel Pérez (LC/L.1593-P), N° de venta S.01.II.G.134 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
31. Fundamento y anteproyecto de ley para promover la eficiencia energética en Venezuela, Vicente García Dodero y Fernando Sánchez Albavera (LC/L.1594-P), N° de venta S.01.II.G.135 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
32. Transporte marítimo regional y de cabotaje en América Latina y el Caribe: El caso de Chile, Jan Hoffmann (LC/L.1598-P), N° de venta S.01.II.G.139 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
33. Mejores prácticas de transporte internacional en la Américas: Estudio de casos de exportaciones del Mercosur al Nafta, José María Rubiato (LC/L.1615-P), N° de venta S.01.II.G.154 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
34. La evaluación socioeconómica de concesiones de infraestructura de transporte: Caso acceso norte a la ciudad de Buenos Aires, Argentina, Francisco Ghisolfo (LC/L.1625-P), N° de venta S.01.II.G.162 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
35. Crisis de gobernabilidad en la gestión del agua (Desafíos que enfrenta la implementación de las recomendaciones contenidas en el Capítulo 18 del Programa 21), Axel Dourojeanni y Andrei Jouravlev (LC/L.1660-P), N° de venta S.01.II.G.202 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
36. Regulación de la industria de agua potable. Volumen I: Necesidades de información y regulación estructural, Andrei Jouravlev (LC/L.1671-P), N° de venta S.01.II.G.206 (US\$ 10,00), 2001, Volumen II: Regulación de las conductas, Andrei Jouravlev (LC/L.1671/Add.1-P), N° de venta S.01.II.G.210 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
37. Minería en la zona internacional de los fondos marinos. Situación actual de una compleja negociación, Carmen Artigas (LC/L. 1672-P), N° de venta S.01.II.G.207 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
38. Derecho al agua de los pueblos indígenas de América Latina, Ingo Gentes (LC/L.1673-P), N° de venta S.01.II.G.213 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
39. El aporte del enfoque ecosistémico a la sostenibilidad pesquera, Jairo Escobar (LC/L.1669-P), N° de venta S.01.II.G.208, (US\$ 10,00), diciembre 2001. [www](#)
40. Estudio de suministro de gas natural desde Venezuela y Colombia a Costa Rica y Panamá, Víctor Rodríguez, (LC/L.1675-P; LC/MEX/L.515), N° de venta S.02.II.G.44, (US\$ 10,00), junio de 2002. [www](#)
41. Impacto de las tendencias sociales, económicas y tecnológicas sobre el Transporte Público: Investigación preliminar en ciudades de América Latina, Ian Thomson (LC/L.1717-P), N° de venta S.02.II.G.28, (US\$ 10,00), marzo de 2002. [www](#)
42. Resultados de la reestructuración energética en Bolivia, Miguel Fernández y Enrique Birhuet (LC/L.1728-P), N° de venta S.02.II.G.38, (US\$ 10,00), mayo 2002. [www](#)
43. Actualización de la compilación de leyes mineras de catorce países de América Latina y el Caribe, Volumen I, compilador Eduardo Chaparro (LC/L.1739-P) N° de venta S.02.II.G.52, (US\$ 10,00) junio de 2002 y Volumen II, (LC/L.1739/Add.1-P), N° de venta S.02.II.G.53, (US\$ 10,00) junio de 2002. [www](#)
44. Competencia y complementación de los modos carretero y ferroviario en el transporte de cargas. Síntesis de un seminario, Myriam Echeverría (LC/L.1750-P) N° de venta S.02.II.G.62, (US\$ 10,00), junio de 2002. [www](#)
45. Sistema de cobro electrónico de pasajes en el transporte público, Gabriel Pérez (LC/L.1752-P), N° de venta S.02.II.G.63, (US\$ 10,00), junio de 2002. [www](#)
46. Balance de la privatización de la industria petrolera en Argentina y su impacto sobre las inversiones y la competencia en los mercados minoristas de combustibles, Roberto Kozulj (LC/L.1761-P), N° de venta: S.02.II.G.76, (US\$10,00), julio de 2002. [www](#)
47. Gestión del agua a nivel de cuencas: teoría y práctica, Axel Dourojeanni, Andrei Jouravlev y Guillermo Chávez (LC/L.1777-P), N° de venta S.02.II.G.92 (US\$ 10,00), septiembre de 2002. [www](#)
48. Evaluación del impacto socio-económico del transporte urbano, en la ciudad de Bogotá. El caso del sistema de transporte masivo transmilenio, Irma Chaparro (LC/L.1786-P), N° de venta S.02.II.G.100, (US\$ 10,00) septiembre de 2002. [www](#)

49. Características de la inversión y del mercado mundial de la minería a principios de la década de 2000, H. Campodónico y G. Ortiz (LC/L.1798-P), N° de venta S.02.II.G.111, (US\$ 10,00), octubre de 2002. [www](#)
50. La contaminación de los ríos y sus efectos en las áreas costeras y el mar, Jairo Escobar (LC/L.1799-P), N° de venta S.02.II.G.112, (US\$ 10,00), diciembre de 2002. [www](#)
51. Evolución de las políticas hídricas en América Latina y el Caribe, Axel Dourojeanni y Andrei Jouravlev (LC/L.1826-P), N° de venta S.02.II.G.133, (US\$ 10,00), diciembre de 2002. [www](#)
52. Trade between Caribbean Community (CARICOM) and Central American Common Market (CACM) countries: the role to play for ports and shipping services, Alan Harding y Jan Hofmann (LC/L.1899-P), Sales number: E.03.II.G.58, (US\$ 10,00), May de 2003. [www](#)
53. La función de las autoridades en las localidades mineras, Patricio Ruiz (LC/L.1911-P), N° de venta S.03.II.G.69, (US\$ 10,00), junio de 2003. [www](#)
54. Identificación de obstáculos al transporte terrestre internacional de cargas en el Mercosur, Ricardo J. Sánchez y Georgina Cipoletta Tomasian (LC/L.1912-P), N° de venta S.03.II.G.70, (US\$ 10,00), mayo 2003. [www](#)
55. Energía y desarrollo sostenible: Posibilidades de financiamiento de las tecnologías limpias y eficiencia energética en el Mercosur, Roberto Gomelsky (LC/L.1923-P), N° de venta S.03.II.G.78 (US\$ 10,00), junio de 2003. [www](#)
56. Mejoramiento de la gestión vial con aportes específicos del sector privado, Alberto Bull, (LC/L. 1924-P), N° de venta: S.03.II.G.81, (US\$ 10,00), junio de 2003. [www](#)
57. Guías Prácticas para Situaciones Específicas, Manejo de Riesgos y Preparación para Respuesta a Emergencias Mineras, Zoila Martínez Castilla, (LC/L.1936-P), N° de venta: S.03.II.G.95, (US\$ 10,00), junio de 2003. [www](#)
58. Evaluación de la función y el potencial de las fundaciones mineras y su interacción con las comunidades locales Germán del Corral, (LC/L.1946-P), N° de venta S.03.II.G.104, (US\$ 10,00), julio de 2003. [www](#)
59. Acceso a la información: una tarea pendiente para la regulación latinoamericana, Andrei Jouravlev, (LC/L.1954-P), N° de venta S.03.II.G.109, (US\$ 10,00), agosto de 2003. [www](#)
60. Energia e pobreza: problemas de desenvolvimento energético e grupos sociais marginais em áreas rurais e urbanas do Brasil, Roberto Schaeffer, Claude Cohen, Mauro Araújo Almeida, Carla Costa Achão, Fernando Monteiro Cima, (LC/L.1956-P), N° de venta: P.03.II.G.112, (US\$ 10,00), setembro, 2003. [www](#)
61. Planeamiento del desarrollo local, Hernán Blanco (LC/L. 1959-P), N° de venta: S.03.II.G.117, (US\$ 10,00), septiembre de 2003. [www](#)
62. Coherencia de las políticas públicas y su traducción en esquemas regulatorios consistentes. Caso del diesel oil en Chile, Pedro Maldonado G., (LC/L.1960-P), N° de venta: S.03.II.G.116, (US\$ 10,00), agosto de 2003. [www](#)
63. Entorno internacional y oportunidades para el desarrollo de las fuentes renovables de energía en los países de América Latina y el Caribe, septiembre de 2003. [www](#)
64. Estudios sobre los convenios y acuerdos de cooperación entre países de América Latina y el Caribe, en relación con sistemas hídricos y cuerpos de agua transfronterizos, María Querol, (LC/L.2002-P), N° de venta: S.03.II.G.163 (US\$ 10.00), noviembre de 2003. [www](#)
65. Energías renovables y eficiencia energética en América Latina y el Caribe. Restricciones y perspectivas. Hugo Altomonte, Manlio Coviello, Wolfgang Lutz, (LC/L.1977-P) N° de venta: S.03.II.G.135 (US\$ 10,00), octubre de 2003. [www](#)
66. Los municipios y la gestión de los recursos hídricos, Andrei Jouravlev, (LC/L.2003-P), N° de venta S.03.II.G.164 (US\$10.00) octubre de 2003.
67. El pago por uso de infraestructura de transporte, vial, ferroviaria y portuaria, concesionada al sector privado, Ricardo Sánchez, (LC/L.2010-P), N° de venta S.03.II.G.172 (US\$10.00), noviembre de 2003. [www](#)
68. Comercio entre los países de América del Sur y los países de CARICOM: El rol que desempeñan los servicios de transporte, Ricardo Sánchez y Myriam Echeverría, (LC/L.2011-P), N° de venta S.03.II.G.173 (US\$10.00), noviembre de 2003. [www](#)
69. Tendencias recientes del mercado internacional del petróleo, Ariela Ruiz-Caro, (LC/L.2021-P), N° de venta S.03.II.G.183 (US\$10.00), diciembre de 2003. [www](#)

Otros títulos elaborados por la actual División de Recursos Naturales e Infraestructura y publicados bajo la Serie Medio Ambiente y Desarrollo

1. Las reformas energéticas en América Latina, Fernando Sánchez Albavera y Hugo Altomonte (LC/L.1020), abril de 1997. [www](#)
2. Private participation in the provision of water services. Alternative means for private participation in the provision of water services, Terence Lee y Andrei Jouravlev (LC/L.1024), mayo de 1997 (inglés y español). [www](#)
3. Procedimientos de gestión para un desarrollo sustentable (aplicables a municipios, microrregiones y cuentas), Axel Dourojeanni (LC/L.1053), septiembre de 1997 (español e inglés). [www](#)

- 4 El Acuerdo de las Naciones Unidas sobre pesca en alta mar: una perspectiva regional a dos años de su firma, Carmen Artigas y Jairo Escobar (LC/L.1069), septiembre de 1997 (español e inglés). [www](#)
- 5 Litigios pesqueros en América Latina, Roberto de Andrade (LC/L.1094), febrero de 1998 (español e inglés). [www](#)
- 6 Prices, property and markets in water allocation, Terence Lee y Andrei Jouravlev (LC/L.1097), febrero de 1998 (inglés y español). [www](#)
- 8 Hacia un cambio en los patrones de producción: Segunda Reunión Regional para la Aplicación del Convenio de Basilea en América Latina y el Caribe (LC/L.1116 y LC/L.1116 Add/1), vols. I y II, septiembre de 1998. [www](#)
- 9 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. La industria del gas natural y las modalidades de regulación en América Latina, Humberto Campodónico (LC/L.1121), abril de 1998. [www](#)
- 10 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Guía para la formulación de los marcos regulatorios, Pedro Maldonado, Miguel Márquez e Iván Jaques (LC/L.1142), septiembre de 1998. [www](#)
- 11 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Panorama minero de América Latina: la inversión en la década de los noventa, Fernando Sánchez Albavera, Georgina Ortiz y Nicole Moussa (LC/L.1148), octubre de 1998. [www](#)
- 12 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Las reformas energéticas y el uso eficiente de la energía en el Perú, Humberto Campodónico (LC/L.1159), noviembre de 1998. [www](#)
- 13 Financiamiento y regulación de las fuentes de energía nuevas y renovables: el caso de la geotermia, Manlio Coviello (LC/L.1162), diciembre de 1998. [www](#)
- 14 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Las debilidades del marco regulatorio eléctrico en materia de los derechos del consumidor. Identificación de problemas y recomendaciones de política, Patricio Rozas (LC/L.1164), enero de 1999. [www](#)
- 15 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Primer Diálogo Europa-América Latina para la Promoción del Uso Eficiente de la Energía (LC/L.1187), marzo de 1999. [www](#)
- 16 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Lineamientos para la regulación del uso eficiente de la energía en Argentina, Daniel Bouille (LC/L.1189), marzo de 1999. [www](#)
- 17 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la Energía en América Latina”. Marco Legal e Institucional para promover el uso eficiente de la energía en Venezuela, Antonio Ametrano (LC/L.1202), abril de 1999. [www](#)

-
- El lector interesado en adquirir números anteriores de esta serie puede solicitarlos dirigiendo su correspondencia a la Unidad de Distribución, CEPAL, Casilla 179-D, Santiago, Chile, Fax (562) 210 2069, correo electrónico: publications@eclac.cl.
 - [www](#) Disponible también en Internet: <http://www.cepal.org/> o <http://www.eclac.org>

Nombre:
Actividad:.....
Dirección:.....
Código postal, ciudad, país:
Tel.:..... Fax:..... E.mail:.....