Distr.
RESTRINGIDA

LC/R.1628
18 de marzo de 1996

ORIGINAL: ESPAÑOL

C E P A L

Comisión Económica para América Latina y el Caribe

TENDENCIAS DEL MERCADO PETROLERO MUNDIAL Y SUS IMPLICANCIAS EN LA INVERSION EXTRANJERA DE LA INDUSTRIA PETROLERA DE LOS PAISES DE AMERICA LATINA Y EL CARIBE */

*/ Documento elaborado por el Consultor Humberto Campodónico para la Unidad de Recursos Naturales y Energía, División de Medio Ambiente y Desarrollo. Las opiniones expresadas son de la exclusiva responsabilidad del autor y pueden no coincidir con las de la Organización. Este trabajo no ha sido sometido a revisión editorial.

96-3-224

INDICE

Página

RESUMEN vii

INTRODUCCIÓN 1

A. LA DEMANDA DE ENERGÍA PRIMARIA EN EL LARGO PLAZO 9

1. El escenario macroeconómico global 9
2. Proyecciones de la tasa de crecimiento de la demanda de energía primaria 11
3. Proyecciones por fuentes energéticas 12
4. Proyecciones de la demanda de energía por regiones 15

B. PROYECCIONES DE LA DEMANDA Y OFERTA DE PETRÓLEO 17

1. Consumo y producción actual de petróleo 17
2. Tasa de crecimiento de la demanda de petróleo al 2010 19
3. Consumo y producción en el 2010 20
4. Las reservas de petróleo 22
5. Los precios del petróleo 25
6. Las discrepancias en las proyecciones de los precios del petróleo 27

C. LAS PROYECCIONES DE LA DEMANDA Y OFERTA DE GAS NATURAL 33

1. La demanda de gas natural en el período 1991 - 2010 33
2. Las reservas de gas natural 33

D. EL PANORAMA PETROLERO DE AMÉRICA LATINA 36

1. Las reservas de petróleo 36
2. El consumo de petróleo 37
3. La producción de petróleo 39
4. La relación producción/consumo en América Latina 40

Página

E. LA INVERSIÓN EXTRANJERA EN PETRÓLEO 44

1. La Inversión en Petróleo a Nivel Mundial 44
2. Las Inversiones en Exploración y Desarrollo en el Mundo a Mediano Plazo 47
3. La IED de Estados Unidos en el Sector Petrolero 49

F. TENDENCIAS FUTURAS DE LA INVERSIÓN EXTRANJERA 56

NOTAS 65

BIBLIOGRAFÍA 69

Anexo 1 Reservas Mundiales de Petróleo 70

Anexo 2 Reservas Mundiales de Gas Natural 71

Anexo 3 Reservas Petróleo América Latina 1975 - 1994 72

Anexo 4 Gastos de Capital de ETN Petroleras de Estados Unidos En América Latina . . . 73

Lista de cuadros

Página

Cuadro 1: Comparación de proyecciones de crecimiento económico (1991 - 2010) . . 10
Cuadro 2: Demanda mundial de energía primaria por productos (1991- 2010) 11
Cuadro 3: Estructura del consumo de energía primaria por fuentes energéticas (1971 -2010) 13
Cuadro 4: Demanda mundial de energía primaria por regiones (1991 - 2010) 15
Cuadro 5: Producción y consumo mundial de petróleo por regiones 1993 17
Cuadro 6: Demanda mundial de petróleo y tasa de crecimiento (1971 - 2010) 19
Cuadro 7: Producción y consumo mundial en millones de barriles diarios de petróleo por regiones 2010 20
Cuadro 8: Diferentes proyecciones del consumo mundial de petróleo al 2010 21
Cuadro 9: Relación de reservas probadas/producción de petróleo 1994 24
Cuadro 10: Relación reservas/producción de petróleo en América Latina 1994 25
Cuadro 11: Precios del petróleo (1970 - 1994) 26
Cuadro 12: Comparación de proyecciones de precios internacionales 27
Cuadro 13: Demanda mundial de gas natural (1991- 2010) 34
Cuadro 14: Consumo de petróleo en América Latina (1983 - 1994) 38
Cuadro 15: Producción de petróleo en América Latina (1983 - 1994) 40
Cuadro 16: Relación producción - consumo en América Latina 1994 42
Cuadro 17: Gastos de capital en exploración y producción en el mundo 45
Cuadro 18: Inversiones en exploración y desarrollo fuera de Estados Unidos (1994 - 1995) 46
Cuadro 19: Petróleo: necesidades de financiamiento al año 2000 47
Cuadro 20: Gastos de capital de ETN de estados unidos (1957 - 1994) 50
Cuadro 21: Gastos de capital de ETN de petróleo de Estados Unidos por regiones: (1989 - 1994) 52
Cuadro 22: Gastos de capital de ETN de petróleo de Estados Unidos en América Latina 55
Cuadro 23: Gastos de capital de ETN de petróleo de Estados unidos en América Latina (1983-1994) 56
Cuadro 24: Importaciones de crudo de Estados Unidos (1991 - 1995) 59
Cuadro 25: Construcción de gasoductos en América Latina 63

Lista de recuadros

Recuadro 1: La importancia de las nuevas tecnologías en la exploración y explotación de petróleo 28
Recuadro 2: La disminución de los costos organizativos en la producción de petróleo . . 29
Recuadro 3: Los impuestos al petróleo y la OPEP 32

Página

Recuadro 4: Perspectivas de producción en América Latina 43
Recuadro 5: El financiamiento bancario al sector energético y petrolero 48
Recuadro 6: Necesidades de inversión en petróleo en América Latina 64

Lista de gráficos

Gráfico 1: Estructura de consumo de energía primaria 14
Gráfico 2: Demanda mundial de energía primaria 16
Gráfico 3: Producción y consumo mundial de petróleo por regiones 1993 18
Gráfico 4: Incremento de reservas de petróleo (1960 - 1990) 22
Gráfico 5: Reservas mundiales de petróleo (1975 - 1994) 23
Gráfico 6: Reservas mundiales de gas natural (1970 - 1994) 35
Gráfico 7: Reservas de petróleo en América Latina (1975 - 1994) 36
Gráfico 8: Consumo de petróleo en América Latina variación (1983 - 1994) 39
Gráfico 9: Producción de petróleo en América Latina variación (1975 - 1994) 41
Gráfico 10: Composición de los gastos de capital de filiales extranjeras de ETN de Estados Unidos 50
Gráfico 11: Evolución de la inversión de estados unidos y los precios del petróleo (1970 - 1994) 52
Gráfico 12 Gastos de capital de ETN de Estados Unidos por regiones (1989 - 1994) . 53
Gráfico 13 Gastos de capital de ETN de petróleo de Estados Unidos en América Latina 56

Lista de acrónimos

AIE: Agencia Internacional de Energía de la OCDE.
ETEO: Economías en transición de Europa Oriental.
ETN: Empresas Transnacionales.
IED: Inversión Extranjera Directa.
IEO: International Energy Outlook, publicación del Departamento de Energía de Estados Unidos.
OCDE: Organización de Cooperación y Desarrollo Económico.
OPEP: Organización de Países Exportadores de Petróleo.
MBD: Miles de barriles diarios.
MM3 Millones de metros cúbicos.
MMBD: Millones de barriles diarios.
MMTEP: Millones de toneladas equivalentes de petróleo.
PED: Países en desarrollo.
WEO: World Energy Outlook, publicación de la Agencia Internacional de Energía de la OCDE.

RESUMEN

En el presente trabajo se estudian las tendencias del mercado mundial en lo concerniente a la oferta y demanda de energía en el mediano y largo plazo. En particular, analizan las reservas petroleras, las proyecciones de la oferta y demanda de petróleo en el largo plazo, así como los factores que determinan los precios internacionales. También se estudian las modalidades y el comportamiento de las inversiones de las empresas transnacionales en petróleo a nivel mundial y, en particular, en los países de América Latina y el Caribe.

En el primer capítulo se analiza el comportamiento macroeconómico de largo plazo -hasta el año 2010- de la economía mundial, base principal de sustento para el comportamiento de la demanda de energía primaria. A continuación, se analizan las tasas de crecimiento de la demanda energética, a nivel de fuentes energéticas y por regiones geográficas.

El segundo capítulo estudia las proyecciones de consumo y producción de petróleo al 2010, estableciendo balances geográficos de superávit o déficit respecto de esta fuente energética. A continuación se analizan las reservas de petróleo, la relación reservas/producción y la distribución por países de las reservas petroleras. Finalmente, se estudian las diferentes proyecciones de precios del petróleo en el largo plazo y su relación con las inversiones para el incremento de la producción de petróleo.

En el tercer capítulo se analizan las proyecciones sobre la demanda de gas natural en el largo plazo, así como la distribución de las reservas a nivel internacional.

En el cuarto capítulo se estudia la evolución del consumo y la producción de petróleo en América Latina en los últimos años, así como las reservas de petróleo por países y la relación reservas-producción.

En el capítulo quinto, se analizan los diferentes componentes de la inversión extranjera en petróleo a nivel internacional, así como su relación con los precios del petróleo. Se pone especial énfasis en el comportamiento reciente de las inversiones en exploración y desarrollo ("upstream"). Para el caso de América Latina y el Caribe, se analiza a profundidad la inversión de las empresas de petróleo de Estados Unidos en los países de la Región.

Finalmente, el capítulo sexto analiza las tendencias futuras de la inversión extranjera en petróleo en América Latina, tomando en cuenta las perspectivas de crecimiento económico de la Región, las consideraciones sobre seguridad energética en Estados Unidos, los cambios en los regímenes de tratamiento al capital extranjero que han experimentado los países de la Región, entre otros factores.

INTRODUCCIÓN

1. El propósito de este estudio es: a) Identificar los factores que influyen en el comportamiento de la oferta y la demanda mundial de petróleo y sus repercusiones en el comportamiento de la inversión extranjera directa; b) Analizar la inserción de los países de América Latina y el Caribe en el mercado petrolero mundial.

Para ello se realizó un análisis del comportamiento del mercado mundial de petróleo en el mediano y largo plazo, así como un análisis de las tendencias recientes de la inversión extranjera en petróleo en América Latina.

2. Las proyecciones de crecimiento del PBI global constituyen la base principal de sustento de los pronósticos de comportamiento de la demanda de energía primaria. También intervienen el aumento de la población, tanto en los países industrializados como en los países en desarrollo; los avances en la industrialización y la urbanización; así como las proyecciones sobre la disponibilidad de fuentes de energía no comerciales.

La tasa de crecimiento del PBI mundial, de alrededor del 2.7% -3.7% anual en promedio hasta el 2010 está sustentada, en lo esencial, por el crecimiento de los países asiáticos y, en menor medida, por el Medio Oriente, África y América Latina.

Para los países de la OCDE se prevé un crecimiento bastante moderado -2.5%-, pero a todas luces importante dado el peso de estas economías en el PBI mundial. En el caso de la ex-URSS y las Economías en Transición de Europa Oriental (ETEO), los pronósticos indican un virtual estancamiento en el periodo, pero si se produjera la recuperación de esas economías en plazos más cortos que los previstos, su importancia se vería rápidamente reflejada en las tasas de crecimiento del PBI mundial.

3. Las tasas de crecimiento de los recursos energéticos serían inferiores a las registradas en el periodo 1971-1991, salvo en el caso del petróleo. A pesar de esta menor tasa de crecimiento, el incremento de la demanda en términos de volumen sería bastante significativo.

La participación de los diferentes recursos energéticos en la estructura de la demanda de energía primaria al 2010 no sufriría grandes alteraciones, lo que significa que se mantendría básicamente el mismo patrón de consumo energético que se observa en la actualidad. Cabe destacar el aumento de la participación del gas natural.

La participación combinada del petróleo y del gas natural alcanzaría los 2/3 del consumo total de energía primaria en el 2010. Puede esperarse, entonces, un aumento en las inversiones en petróleo y gas natural, industrias que son básicamente las mismas.

Continuaría el amplio predominio de consumo de combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural), estancándose el consumo de energía nuclear. La elevada tasa de crecimiento de los recursos energéticos renovables no llegaría a producir, aún, modificaciones de importancia en la estructura de demanda de energía primaria en el 2010.

4. Los países en desarrollo aumentarían notablemente su participación en la estructura de la demanda de energía primaria en el 2010, pasando del 26.7% al 39.4%.

En el mismo periodo, la OCDE disminuiría su participación en la estructura de la demanda de energía primaria, pasando del 52.8% al 45.8%. También disminuiría su participación la ex-URSS y las ETEO (del 20.5% al 14.3%).

5. El consumo actual de petróleo está liderado por los países industrializados: América del Norte (Estados Unidos y Canadá), OCDE Europa y Japón con 37.2 MMB, los que representan, el 57.23% del total del consumo mundial.

La región de Asia y Australasia le sigue en importancia. Luego vienen Europa no OCDE y América Latina. Finalmente, los países del Medio Oriente y África representan porcentajes menores del consumo mundial.

6. En el período 1995-2010 se produciría un aumento importante en la tasa de crecimiento de la demanda de petróleo de los países en desarrollo, lo que constituiría uno de los hechos mas notables del periodo. Entre el 2005 y el 2010, por primera vez el consumo de petróleo de los países de la no-OCDE superaría al consumo de la OCDE. Para la OCDE, la ex-URSS y las ETEO se prevén tasas de crecimiento bastante menores.

Los países en desarrollo que más aumentarían su consumo hasta el 2010 serían Asia del Sur y Asia del Este con 141% y 131%, respectivamente, destacando el aumento de China, con 170%. El aumento del consumo de América Latina sería de 74%, inferior al de África (81%) y superior al de Medio Oriente (67%).

7. La producción de petróleo en 1994 ascendió a 66.6 MMBD. La mayor producción le correspondió al Medio Oriente con 19.9 MMBD, es decir, el 29.8%. Las demás regiones tienen una participación mas o menos similar en la producción de petróleo, la cual varía entre el 15.9 % de América del Norte y el 9.1% de los países de Europa Occidental.

La producción de petróleo de América Latina representó el 12.8% del total mundial. Los productores más importantes son **México** y **Venezuela**, con 2.685 y 2.675 MMBD, respectivamente, lo que equivale al 69% de la producción de petróleo de toda la región.

8. En el periodo 1995-2010, la producción mundial de petróleo se incrementaría en 28 MMBD (de 66 a 94 MMBD), es decir, un aumento del 42%. El incremento más grande de la producción se daría en los países del Medio Oriente y Venezuela -que pertenecen a la OPEP-, alcanzando los 45.4 MMBD en el Medio Oriente y Venezuela; esta cantidad equivale a algo menos del 50% de la producción total. En este contexto se estima que aumentaría el déficit de la relación producción-consumo de la OCDE, alcanzando los 30.9 MMBD en el año 2010.

9. Desde la segunda mitad de la década del ochenta ha habido un importante aumento de las reservas de petróleo, descubriéndose más de 350 000 MMB, lo que ha llevado el total de reservas a la suma de 1 023 MMB a fines de 1994. Este aumento de las reservas permite afirmar que no existen restricciones para cubrir los 90 a 95 MMB de demanda proyectados para el año 2010.

Los países de la OPEP tienen el 76.5% de las reservas de petróleo. Vale la pena resaltar que los países de la OPEP del Medio Oriente tienen el 65% de las reservas totales de petróleo.

De 1975 a 1994, las reservas de América Latina se cuadruplicaron, pasando de 29.3 a 143.0 MMB, representando el 14% de las reservas mundiales. Las reservas de petróleo se concentran en **Venezuela** y **México**, con el 89% del total de la región.

10. La relación reservas/producción en 1994 fue de 45 años. El índice más importante le correspondió al Medio Oriente con 96 años y el más bajo a América del Norte (Estados Unidos y Canadá) y los países de la OCDE de Europa, con 11 y 8 años, respectivamente.

América Latina está en una posición intermedia y su relación reservas/producción es de 50 años. Los países con las reservas más altas, Venezuela y México, son también los que tienen la mayor relación reservas-producción con 65 y 64 años, respectivamente. Le siguen Ecuador, Colombia y Brasil.

11. Se constata un fuerte descenso de los precios del petróleo. A fines de 1994 el precio, en dólares constantes de 1993, del petróleo (Arabia Saudita - Dubai) fue de US$ 14.90 por barril, el cual está bastante por debajo de los US$ 58.70/barril, también en dólares constantes de 1993 que se alcanzó en 1980.

El fuerte descenso de los precios en términos reales se debe a la sobreoferta de petróleo en el mercado mundial: el descubrimiento de reservas en países no pertenecientes a la OPEP como Reino Unido, Noruega y México; la reducción en los costos de producción de petróleo debido a las innovaciones tecnológicas y los cambios en la estructura organizativa de las empresas; la disminución en la intensidad energética; la reducción del crecimiento de la demanda debido al ahorro y sustitición de petróleo, entre otros factores.

Existen discrepancias en las proyecciones de los precios del petróleo al 2010 entre las principales agencias y organismos. Para algunas agencias el precio del petróleo se duplicará, en términos reales en el 2010, mientras que otras pronostican un estancamiento del precio del petróleo en los niveles actuales en términos reales.

Las discrepancias se basan en los énfasis distintos otorgados a los siguientes elementos: capacidad de producción de la OPEP; la importancia de las nuevas tecnologías y de las nuevas formas de administración en la disminución de costos de producción; importancia del gas natural; el potencial de producción, hoy paralizado, de la ex-URSS, entre otras.

12. En los próximos años es necesario realizar inversiones por varias decenas de miles de millones de dólares para ampliar la capacidad de producción, de manera a cubrir el crecimiento de la demanda previsto. La firma del Reino Unido, Scottish Enterprise estima que los inversiones anuales totales ("upstream" y "downstream") en petróleo y gas a nivel mundial aumentarán de US$ 178 500 millones en 1994 a US$ 192 000 millones en 1999.

Para la OPEP, las inversiones necesarias en exploración y desarrollo ("upstream") a nivel mundial en el periodo 1995-2000 podrían llegar a más de US$ 300,000 millones, de los cuales US$100 000 millones deben invertirse en los países de la OPEP y los US$ 200 000 millones restantes en otras regiones.

La OPEP argumenta que los bajos precios no permiten generar el capital de inversión suficiente que permita aumentar la producción, a lo cual deben agregarse las incertidumbres en la estabilidad del aumento de la demanda.

Otros analistas afirman que los actuales precios del petróleo no constituyen un impedimento para la puesta en marcha de las nuevas inversiones debido a diferentes factores, tales como: las innovaciones tecnológicas y administrativas, que han disminuido los costos de producción; el fuerte impulso a la demanda del gas natural; la probable apertura de los campos petroleros de Rusia y la suspensión del embargo petrolero a Irak, harán que el precio no sea tan importante en la determinación de las nuevas inversiones en la industria petrolera.

13. Los gastos de capital de las Empresas Transnacionales (ETN) de Estados Unidos en el sector petróleo en el extranjero han venido descendiendo en términos relativos en los últimos 37 años, con respecto a los gastos de capital totales. En 1957, las ETN petroleras tenían la participación más alta en los gastos de capital de todas las ETN: 48.2%. En el período 1957-1994, sin embargo, el gasto de capital en la industria creció más rápidamente que el de las petroleras. Así, en 1994, la participación del gasto total en el rubro industria ascendió al 45% del total, superando ampliamente al de las petroleras: 26,4%.

El aumento en los gastos de capital de las ETN en el rubro industrias está relacionado con el proceso de innovaciones tecnológicas y de globalización, lo que incluye la deslocalización de la producción industrial (es decir, el aumento de la inversión en el extranjero).

Asimismo, han habido cambios en la propia industria petrolera que han incidido en la reducción de la participación de las Empresas Transnacionales (ETN) de Estados Unidos en la producción de crudo de algunos de los países productores de petróleo más importantes, sobre todo en la década del setenta cuando se producen las nacionalizaciones en los países de la OPEP (Irán, Arabia Saudita, Venezuela, entre otros).

Otro de los factores que ha incidido en la disminución de la IED en petróleo, ha sido la baja de los precios internacionales del petróleo lo cual tiende a reducir los márgenes de rentabilidad tradicionalmente altos obtenidos en la actividad petrolera.

14. Sin embargo, la tendencia a la disminución de los márgenes de rentabilidad de la industria petrolera ha sido contrarrestada por los avances tecnológicos en exploración y desarrollo, así como por los importantes cambios en la administración y las prácticas de negocios en los últimos que años han permitido mantener la rentabilidad y aumentar la productividad de la industria petrolera.

Es por eso que, desde fines de la década del ochenta, a pesar de no producirse un aumento importante en el precio internacional del petróleo, se registra un incremento de los gastos de capital en petróleo, con relación a años anteriores.

15. La mayor parte de los gastos de capital en petróleo de las ETN de Estados Unidos en el período 1989-1994 se realizó en Europa, principalmente en los campos del Mar del Norte del Reino Unido y, en menor proporción, en Noruega. Le sigue en importancia los gastos de capital en Canadá.

Desde 1990-1991 se aprecia un notable incremento de los gastos de capital en los países asiáticos. El incremento está directamente relacionado con las crecientes necesidades energéticas causadas por el rápido crecimiento económico de la región.

Los gastos de capital de ETN de Estados Unidos en América Latina descienden de US$ 995 millones en 1983 hasta US$ 616 millones en 1989, representando el 5% del total de los gastos de capital de las ETN de petróleo de los Estados Unidos. De allí en adelante se observa una recuperación, pues los gastos de capital aumentan a US$1 138 millones en 1994, cifra que, sin embargo solo es superior en 11% a la de 1983.

Rusia podría canalizar un importante monto de inversiones si se clarifica la situación legal. Hay planes para inversiones en Siberia por parte de compañías como Amoco, Enron, Conoco y otras.

16. En el periodo 1983-1994, el total acumulado de gastos de capital de las ETN de petróleo de Estados Unidos en América Latina ascendió a US$ 10 190 millones de los cuales US$ 7 409 millones, el 72 7% correspondió a **América del Sur**. A **América Central** se destinaron US$ 553 millones, el 5.4%, y a los países del Caribe US$ 2 227 millones, el 21.8%.

En América del Sur en el periodo 1983-1994, los gastos de capital de las Empresas Transnacionales (ETN) de Estados Unidos se concentraron en cuatro países: **Argentina**, **Brasil**, **Colombia** y **Ecuador**. El total ascendió a US$ 6 900 millones en el periodo 1983-1994, lo que representa el 79% del total de América del Sur.

No existen inversiones significativas en los dos países petroleros más grandes de América Latina: México y Venezuela, pues en el período analizado, la legislación de ambos países otorga el monopolio de la inversión en exploración y desarrollo a las compañías petroleras estatales.

17. En los próximos años se prevé un aumento importante de la inversión extranjera en el sector petróleo y gas en América Latina, por las siguientes razones:

a) Los factores políticos relacionados con la seguridad energética de Estados Unidos han modificado el origen de las importaciones de petróleo, privilegiando a aquellas provenientes de la región. De 1991 a 1995, el porcentaje de importaciones proveniente del Hemisferio Occidental (América Latina y Canadá) aumentó del 43% al 50,1%, mientras que importaciones extra-regionales, que provienen en gran medida de los países del Medio Oriente cayó del 57% al 49,9%.

b) Las perspectivas de crecimiento económico de los países en desarrollo y de América Latina en particular han modificado la lógica de funcionamiento de las grandes compañías petroleras. Antes se privilegiaba la extracción del petróleo crudo de las zonas productoras para atender el consumo de los países industrializados, donde se concentraba el crecimiento económico y las necesidades de petróleo para los sectores energético y de transporte automotor. En la actualidad, las mayores tasas de crecimiento económico previstas para los próximos 15 años en los países en desarrollo determinan que se considera importante participar en los mercados de los "países emergentes" pues constituyen fuentes importantes de oportunidades de negocios en todas las actividades de la industria, tanto "upstream" como "downstream".

c) Se constata una tendencia a la desregulación de los mercados energéticos, lo que incluye al mercado como determinante de la fijación de precios de los combustibles y la supresión de las barreras de entrada en Venezuela -y próximamente en Brasil. En el campo institucional, algunos países han implementado diversas estrategias para potenciar las empresas petroleras lo que, en determinados casos, incluye la privatización.

d) Los cambios ocurridos en el tratamiento al capital extranjero en los países de la región, particularmente en el sector petrolero, constituyen un incentivo al aumento de la inversiones provenientes de esos países.

Varios países de la región han modificado la legislación de contratación para exploración de petróleo con empresas extranjeras, otorgando incentivos significativos. Estos cambios inciden, en lo esencial, en la disminución de las tasas impositivas a las compañías extranjeras, la libre disponibilidad del crudo extraído y condiciones más flexibles en diferentes aspectos técnicos de los contratos petroleros (ampliación de los plazos de exploración, eliminación de la obligación de perforar pozos exploratorios, entre otros).

e) La industria de gas natural en América Latina tiene un gran potencial. Con la excepción de Venezuela y Argentina, la infraestructura de gas sudamericana está subdesarrollada. Se espera que América Latina duplique su consumo actual de gas natural de 56 000 millones de metros cúbicos (MM3) para el año 2010, igualando el porcentaje del Sudeste Asiático.

El desarrollo de la industria de gas natural ha determinado que se pongan en marcha una serie de proyectos destinados a aprovechar la dotación de reservas de gas natural (que supera, por ejemplo, a la de Estados Unidos) propiciando el desarrollo de la infraestructura necesaria para su consumo en los mercados internos, siendo el proyecto más importante el de Colombia.

Al mismo tiempo, se han puesto en marcha importantes proyectos de integración energética vía la construcción de gasoductos en diferentes países de América Latina. Los proyectos para la construcción de gasoductos en diferentes países de la Región ascienden, actualmente a US$ 9 000 millones.

f) El potencial geológico de la región se caracteriza porque las reservas probadas de petróleo se concentran en dos países: Venezuela y México. En Venezuela, existen importantes proyectos de "joint-ventures" de PDVSA con compañías extranjeras para la explotación del crudo pesado y, recientemente, se ha modificado la legislación para permitir contratos de participación en la producción para la exploración de nuevas reservas. En México, la legislación actual no autoriza la inversión extranjera en petróleo.

El potencial geológico para descubrimientos adicionales puede encontrarse en otras regiones. Por ejemplo, en la subregión andina, que se extiende desde Colombia hasta el Estrecho de Magallanes. Las provincias costeras brasileñas también tienen dos campos com gran potencial: el yacimiento de Santos y el yacimiento de aguas profundas de Santos.

En otras regiones de América Latina y el Caribe el potencial geológico para encontrar grandes yacimientos es más limitado, pero podría albergar yacimientos de petróleo más pequeños que podrían solucionar los déficits de producción por los que atraviesan muchos países de la región.

A.- LA DEMANDA DE ENERGÍA PRIMARIA EN EL LARGO PLAZO

1. El escenario macroeconómico global

Según las proyecciones macroeconómicas realizadas por diferentes agencias gubernamentales y organismos especializados[1], en los próximos 15 años la tasa de crecimiento anual del PBI mundial oscilará entre el 2.7% al 3.7% anual (véase cuadro 1).

Estas proyecciones son apenas superiores al comportamiento del PBI registrado en el período 1971-1991, cuando la tasa de crecimiento promedio anual fue de 2.7%.

En el caso de los países de la OCDE, que representan el 75 % del PBI mundial, se pronostican tasas de crecimiento del PBI del 2.3% al 2.5% anual para el período 1991-2010, con lo cual se mantienen los niveles de los últimos 20 años y se continúa estando bastante lejos de las tasas de 4% a 5% anual que caracterizaron a las economías de la OCDE en el período 1945-1971.

Esta debilidad en el crecimiento de los países de la OCDE contrasta con el extraordinario dinamismo que se observa en el crecimiento del PBI de los países del sudeste asiático y China. Como se aprecia, sus tasas de crecimiento tienen niveles superiores al 6% a 7% anual. Es en esta región del mundo donde se concentraría el alto crecimiento en los próximos 15 años.

Para las economías del Medio Oriente, América Latina y Africa se pronostican tasas de crecimiento del PBI que oscilan alrededor del 3% a 3.5%, según la mayoría de las proyecciones. Nótese que si bien estas regiones experimentan un crecimiento menor al del Sudeste Asiático, sus tasas de crecimiento son superiores a las de la OCDE.

Finalmente, los países de la ex-URSS y las economías en transición de Europa Oriental (de ahora en adelante ETEO) tienen pronósticos variados. Algunas agencias, como International Energy Outlook (IEO 95), Petroleum Economics Limited (PEL) y Petroleum Industry Research Associates (PIRA), pronostican un virtual estancamiento en el crecimiento del PBI de estos países, mientras que World Energy Outlook (WEO) 94 y el Banco Mundial proyectan tasas superiores. La diferencia en los pronósticos radica en los diferentes estimaciones con respecto a los plazos que les tomará a estos países la transformación y reconstrucción de sus estructuras económicas.

La conclusión que se obtiene es que la tasa de crecimiento del PBI mundial, de alrededor del 2.7% - 3.7% anual en promedio hasta el 2010 está sustentada, en lo esencial, por el crecimiento de los países asiáticos y, en menor medida, por el Medio Oriente, Africa y América Latina. Para los países de la OCDE se prevé un crecimiento bastante moderado, pero a todas luces importante, dado el peso de estas economías en el PBI mundial. En el caso de la ex-URSS y las ETEO, los pronósticos tienden a un virtual estancamiento en el período, pero si se produjera la recuperación de esas economías en plazos más cortos que los previstos, su importancia se vería rápidamente reflejada en las tasas de crecimiento del PBI mundial.

Cuadro 1
COMPARACIÓN DE PROYECCIONES DE CRECIMIENTO ECONÓMICO 1991 - 2010
(Tasa de crecimiento promedio anual)

Región/País	1971 1991	IEO95	AIE	PEL	PIRA	BM
OCDE	2.9	2.3	2.5	2.3	2.4	2.8
América del Norte	2.5	2.2	2.5	2.3	2.5	ND
Europa	2.6	2.3	2.3	2.1	2.2	ND
Pacífico	4.1	2.8	2.7	2.8	2.6	ND
Países no OCDE	-	3.4	4.8	4.2	4.9	5
Ex-URSS y Europa Oriental	0.7	0.6	2.1	0.5	0.6	4
Ex-URSS	2.0	0.1	1.3	-0.3	ND	ND
Europa Oriental	-0.9	2.2	3.6	1.6	ND	ND
Asia no OCDE	6.5	6.1	6.6	ND	6.8	7.0
China	7.4	7.4	7.9	7.4	8.0	ND
Otros Asia	6.2	5.4	6.0	ND	5.0	ND
Medio Oriente	3.0	3.9	3.4	ND	ND	3
Africa	2.8	2.8	3.7	ND	ND	4
América Central y Sur	3.3	3.7	3.7	ND	ND	4
Total mundo	3.1	2.7	3.1	2.7	3.7	3.3

Fuente: International Energy Outlook (IEO), 1995. Energy Information Administration, Departamento de Energía de EUA.
AIE = Agencia Internacional de Energía de la OCDE,
PEL = Petroleum Economics Limited
PIRA = Petroleum Industgry Research Associates
BM = Banco Mundial, Global Economic Prospects for Developing Countries 1995

2. Proyecciones de la tasa de crecimiento de la demanda de energía primaria

Las proyecciones de crecimiento del PBI global que se acaba de analizar constituyen la base principal de sustento[2] de los pronósticos de comportamiento de la demanda de energía primaria

Los pronósticos de crecimiento promedio anual de la demanda mundial de energía primaria[3] en el período 1991-2010 oscilarían alrededor 1.6% y 2.1% (véase cuadro 2). En el período 1991-2010, entonces, la tasa de crecimiento es menor a la del período 1971-1991, cuando alcanzó el 2.4% anual.

Este pronóstico de crecimiento de la demanda de energía primaria es inferior a los pronósticos de crecimiento del PBI que se han analizado en el acápite anterior, lo que significa que, en el período 1991-2010 disminuye la intensidad energética[4] o, lo que es lo mismo, aumenta el uso eficiente de la energía.

Cuadro 2
DEMANDA MUNDIAL DE ENERGÍA PRIMARIA
POR PRODUCTOS
(Tasa de crecimiento anual 1991-2010)

	1971 - 1991	1991 - 2010	
	WEO 94	WEO 94	IEO 95
Carbón	2.1	2.1	1.3
Petróleo	1.4	1.8	1.5
Gas Natural	3.3	2.4	2.0
Nuclear	15.9	1.3	2.9
Renovables			2.3
Hidroenergía	3.1	2.9	
Geotermia/Otros	11.0	8.5	
TOTAL	2.4	2.1	1.6

Fuente: World Economic Oulook 1994, Energy International Energy Outlook 1995.

Esta disminución en la intensidad energética en el período explicaría por qué la demanda de energía primaria no alcanza las tasas de crecimiento de años anteriores. La intensidad energética continuaría disminuyendo en los países de la OCDE. En los países de la ex-URSS y de las ETEO se espera que se revierta la situación existente antes de 1990, por lo que se proyecta una disminución en la intensidad energética.

Para los PED también se pronostica una disminución en la intensidad energética[5], la misma que se iría aproximando a los niveles existentes en los países de la OCDE, sobre todo al final del período mencionado.

Así, por ejemplo, en el año 2010, "los países no pertenecientes a la OCDE podrían adoptar tecnologías con las mismas características energéticas que las empleadas en los países de la OCDE, debido a la presión hacia los países en desarrollo para que obtengan niveles de eficiencia económica, a medida que se integran más al mercado mundial. La preservación del medio ambiente es otro de los factores que contribuiría a la disminución de la intensidad energética" (IEO 95).

3. Proyecciones por fuentes energéticas

La fuente energética que tendría la tasa más alta de crecimiento en el período es la geotermia y otros recursos renovables con 8.5% anual (Cuadro 2). Sin embargo, a pesar de este notable crecimiento, su participación en la estructura total de demanda energética es aún poco significativa, pues aumenta del 0.4% en 1991 al 1.3% en el año 2010 (Cuadro 3). Ello no obstante, debe señalarse el potencial de crecimiento de esta fuente energética.

La tasa de crecimiento de la hidroenergía es del 2.9% anual. Sin embargo, al igual que los recursos renovables, su incidencia en la estructura energética en el 2010 sigue siendo poco significativa pues su participación es del 2.9%.

A continuación se tiene el gas natural, cuya tasa de crecimiento para el período es de 2.4%, para el WEO 94 y de 2.0% para IEO 95. Aunque esta tasa de crecimiento es menor a la registrada en el período 1971-1991, el gas natural aumenta su participación en la estructura total de demanda energética, pasando del 22.0 al 23.5.

En lo que concierne a la tasa de crecimiento del petróleo, ésta es del 1.8% y 1.5% para WEO 94 e IEO 95, respectivamente. Se constata un aumento en la tasa de crecimiento con respecto al período 1971-1991, cuando fue de 1.4%. Se observa que decrece ligeramente la participación del petróleo en la estructura total de demanda energética.

Con respecto a los combustibles sólidos (carbón), las tasas de crecimiento anual oscilan entre el 1.3% y el 2.1%. Para IEO 95, es notoria la disminución en el consumo de carbón de los países de la OCDE, lo que refleja los esfuerzos de los países industrializados para reducir la contaminación y las emisiones de carbón, sustituyéndolo por combustibles más limpios. De otro lado, decrece ligeramente la participación del carbón en la estructura energética total.

Cuadro 3
ESTRUCTURA DEL CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA
POR FUENTES ENERGÉTICAS 1971 -2010
(En porcentaje)

	WEO - 1994			IEO - 1995		
	1971	**1991**	**2010**	**1970**	**1990**	**2010**
Carbón	30.9	29	29.1	28.9	26.6	25.0
Petróleo	**47.8**	**39.2**	**37.2**	**47.3**	**39.2**	**38.4**
Gas	18.4	22	23.5	17.5	20.8	22.6
Nuclear	**0.6**	**7**	**6.1**	**0.4**	**5.9**	**5.2**
Renovables				5.9	7.6	8.7
Hidroenergía	**2.1**	**2.4**	**2.9**			
Geotermia /Otros	0.1	0.4	1.3			
Total	100	100	100	100	100	100
MMTEP	**4859**	**7845**	**11560**			
Quadrillones de BTU				206.8	345.6	471.7

Fuente: Elaborado sobre la base de los datos obtenidos de: International Energy Outlook 1994 y 1995. Elaboración propia.

Finalmente, la energía nuclear muestra una caída importante en su tasa de crecimiento, pasando del 15.9% en el período 1971-1991 a tan sólo 1.3%, según WEO 94, en el período 1991-2010. Para IEO 95 la tasa de crecimiento es algo mayor, 2.9%, lo que no modifica lo señalado. La causa de esta caída es la preocupación del público sobre la seguridad de la energía nuclear así como sobre el manejo de los desechos nucleares.

En síntesis, se puede decir lo siguiente:

1) Las tasas de crecimiento de los recursos energéticos son inferiores a las registradas en el período 1971-1991. La excepción la constituye el petróleo.

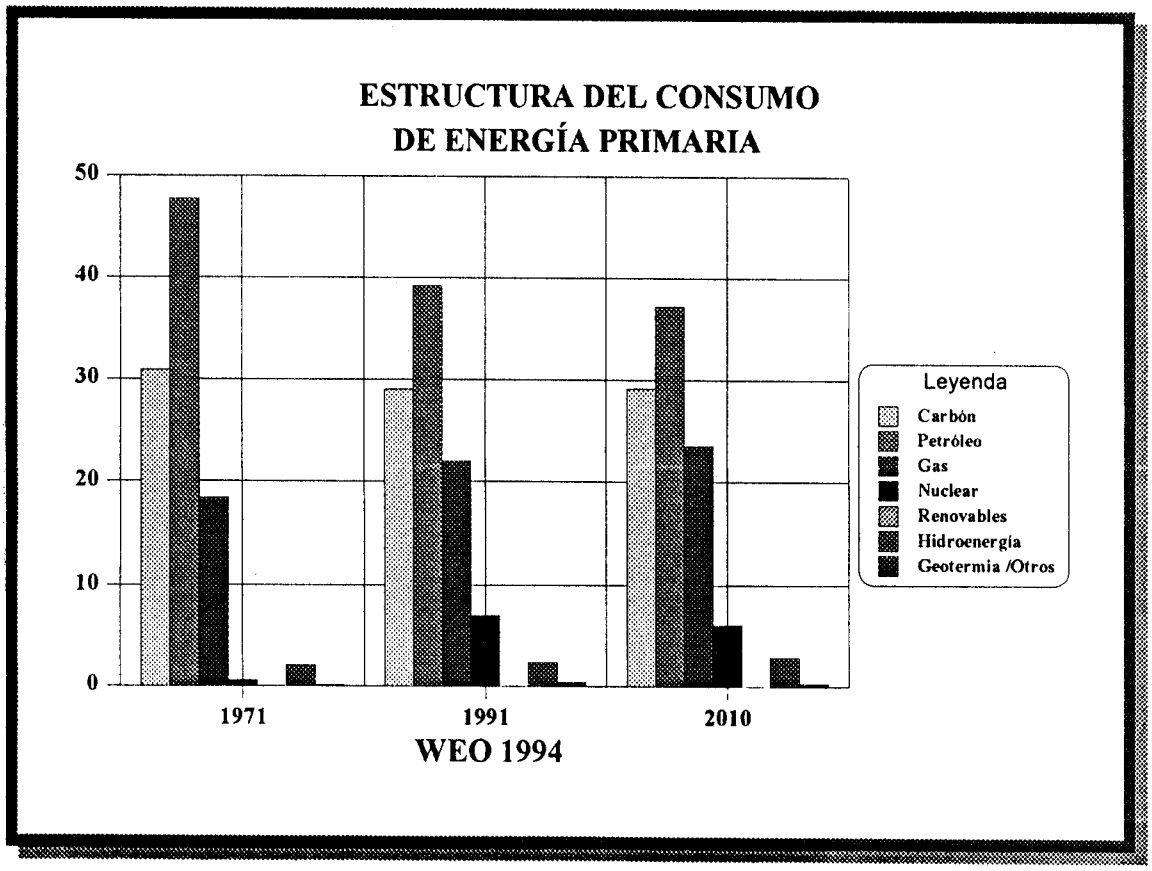
2) A pesar de esta menor tasa de crecimiento, el incremento de la demanda en términos de volumen es significativo y se sitúa en los mismos niveles del período 1971-1991.

3) La participación de los diferentes recursos energéticos en la estructura de la demanda de energía primaria al 2010 no sufre grandes alteraciones, lo que significa que se mantendrá básicamente el mismo patrón de consumo energético que se observa en la actualidad, aunque cabe destacar el aumento de la participación del gas natural.

4) Debe resaltarse que la participación combinada del petróleo y del gas natural alcanza los 2/3 del consumo total de energía primaria en el 2010. Puede esperarse, entonces, un aumento en las inversiones en petróleo y gas natural, industrias que son básicamente las mismas.

5) Continúa el amplio predominio de consumo de combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural), mientras que se estanca el consumo de energía nuclear. La elevada tasa de crecimiento de los recursos energéticos renovables no llega a producir, aún, modificaciones de importancia en la estructura de demanda de energía primaria en el 2010.

Gráfico 1



Fuentes: World Energy Outlook 1994.

4. Proyecciones de la demanda de energía por regiones

Los países en desarrollo experimentarían el mayor aumento en la demanda de energía primaria en el período 1991-2010, con lo cual se mantendría la tendencia ya observada en el período 1971-1991.

Así, la tasa de crecimiento de la demanda de energía primaria de estos países sería del 4.2% anual (cuadro 4), duplicando el pronóstico de tasa de crecimiento de la demanda mundial[6] por este mismo concepto que, como ya se ha visto, es del 2.1%.

De su lado, los países de la OCDE tendrían una tasa de crecimiento del 1.3% anual, mientras que los países de la ex-URSS y las ETEO sólo crecerían al 0.3% anual.

La demanda de los países en desarrollo crecería en 117% en el período 1991-2010, lo que es superior al aumento promedio mundial (47%). Los países que más crecerían son Asia del Este (149%), Asia del Sur (143%), China (114%) y el Medio Oriente (140%) (Cuadro 4). Aunque la demanda de energía primaria de América Latina crecería más que la OCDE y la ex-URSS, este

Cuadro 4
DEMANDA MUNDIAL DE ENERGÍA PRIMARIA POR REGIONES
Período 1991 - 2010

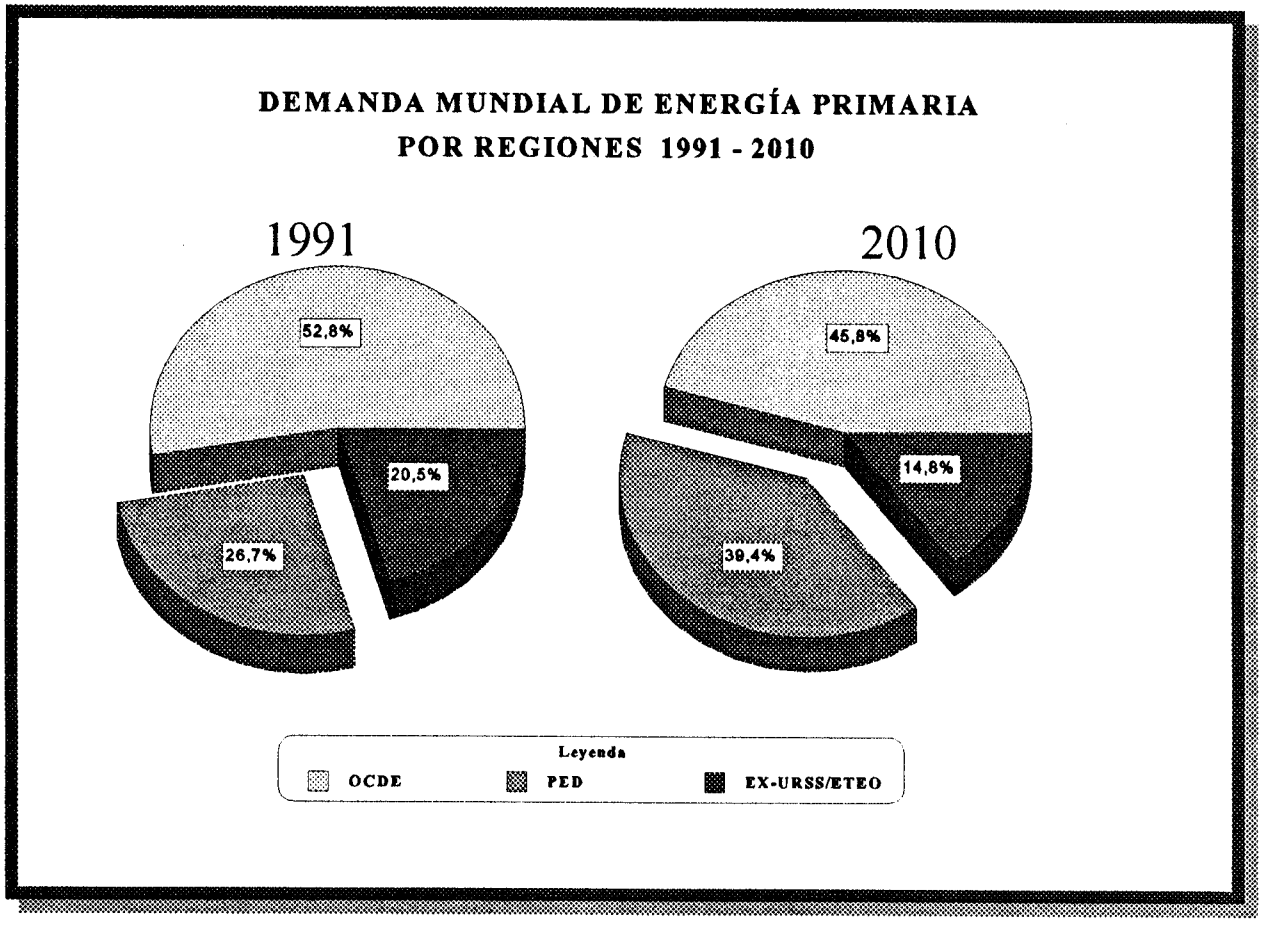
	1991		2010			
	MMTEP	Porcentaje	MMTEP	Porcentaje	Tasa de Crec.	Variación de crecimiento 1991 - 2010
Mundo	7 845	100.00	11 560	100.00	2.1	47.4
OCDE	4140	52.77	5296	45.81	1.3	27.9
Ex-URSS/ETEO	1610	20.52	1707	14.77	0.3	6.0
PED	2 094	26.69	4 556	39.41	4.2	117.6
América Latina	395	5.04	741	6.41	3.4	87.6
China	665	8.48	1422	12.30	4.1	113.8
Asia Este	358	4.56	891	7.71	4.9	148.9
Asia Sur	227	2.89	551	4.77	4.8	142.7
Africa	217	2.77	393	3.40	3.2	81.1
Medio Oriente	233	2.97	560	4.84	4.7	140.3

Fuente: World Energy Outlook 1994, Elaboración propia.
Tasa de Crec.= Tasa de Crecimiento. MMTEP = Millones de Toneladas Equivalentes de Petróleo.

aumento (88%) sería inferior al del promedio de los países en desarrollo y sólo estaría por encima de Africa. En lo que concierne a la estructura de la demanda por regiones al 2010, se puede apreciar que la OCDE disminuiría su participación, pasando del 52.8% en 1991 al 45.8% en el 2010. También disminuirían su participación la ex-URSS y las ETEO (del 20.5% al 14.3%).

Los países en desarrollo aumentarían su participación en la estructura de la demanda, pasando del 26.7% al 39.4%, lo que representaría un aumento del 50% en el período. Las regiones que más crecerían serían, una vez más, Asia del Este, Asia del Sur, China y el Medio Oriente.

Gráfico 2



Fuente: World Energy Outlook 1994

B. PROYECCIONES DE LA DEMANDA Y OFERTA DE PETRÓLEO

1. Producción y consumo total de petróleo

El consumo de petróleo en 1994 ascendió a 66.7 MMBD, lo que representó un incremento del 1.7% con respecto a 1993 (ver Cuadro 5). La región con el más alto consumo fue Norteamérica (Estados Unidos y Canadá), con el 28,0%, seguida de Asia y Australasia (incluye a Japón), que representan el 25% del consumo total. En tercer lugar tenemos a Europa Occidental con el 20,3%. Luego vienen Europa Oriental y América Latina con el 8,8 y el 8,5% del consumo mundial, respectivamente. Finalmente, los países del Medio Oriente y Africa equivalen al 5,7 y el 3.1% del consumo mundial.

Vale la pena resaltar que los países de la OCDE tuvieron un consumo de 40.7 MMBD, lo que representa el 61 % del consumo mundial.

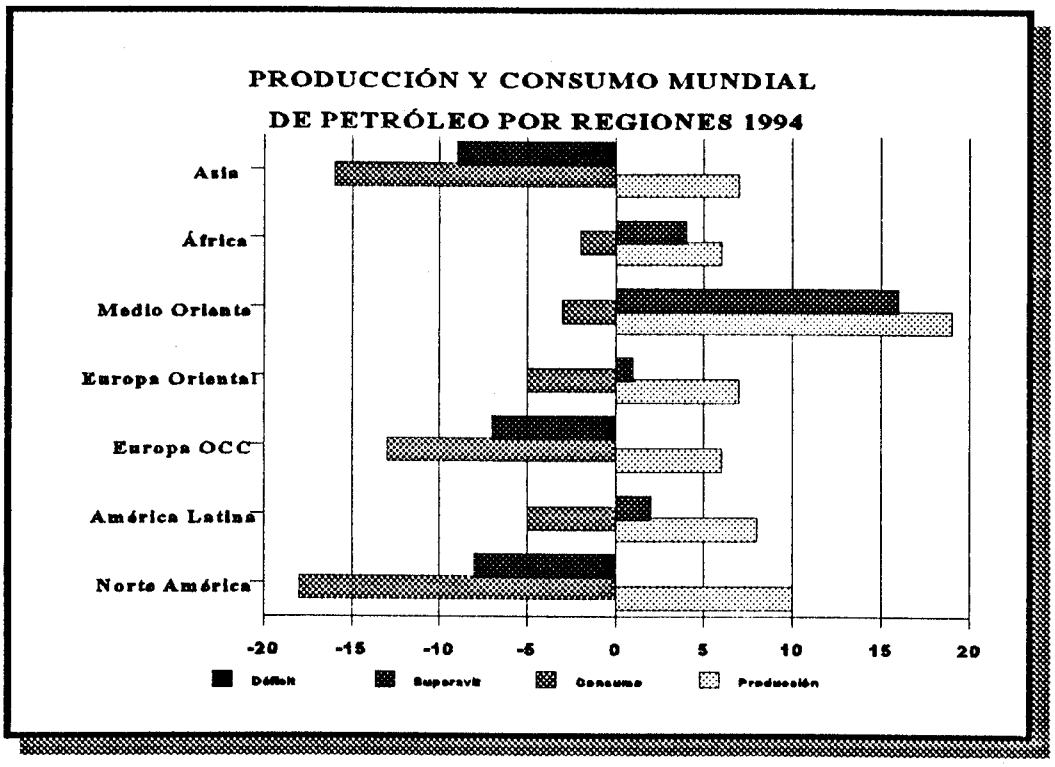
La producción de petróleo en 1994 ascendió a 66.65 MMBD, lo que representó un incremento del 0.9% con respecto a 1993 (ver Cuadro 5). La mayor producción de petróleo correspondió al Medio Oriente con 19.9 MMBD, es decir, el 29.8%. Las demás regiones tienen una participación mas o menos similar en la producción de petróleo, la cual varía entre el 15.9% de América del Norte y el 9.1% de los países de Europa Occidental; la participación de América Latina representó el 12.8% de la producción total.

Cuadro 5
PRODUCCIÓN Y CONSUMO MUNDIAL DE PETRÓLEO POR REGIONES 1994
(En miles de barriles diarios)

	Norte América	América Latina	Europa OCC	Europa Oriental	Medio Oriente	África	Asia	Total
Producción	10 635	8 505	6 050	7 645	19 870	6 860	7 090	66 655
Consumo	-18 650	-5 660	-13 795	-5 870	-3 795	-2 100	-16 850	-66 700
Superavit		2 845		1 775	16 075	4 760		25 475
Déficit	-8 015		-7 745				-9 760	-25 520
Porcentaje de Producción	15.9	12.8	9.1	11.5	29.8	10.3	10.6	
Porcentaje de Consumo	28	8.5	20.7	8.8	5.7	3.1	25.3	

Fuente: British Petroleum Statistical Review of World Energy, junio 1995. Elaboración Propia

Gráfico 3



Fuente: British Petroleum Statistical Review of World Energy, junio 1995.

En lo que concierne a la relación producción/consumo, es importante tener en cuenta que ésta es positiva en cuatro regiones: Medio Oriente, Africa, Europa no OCDE y América Latina. Como es conocido, el superávit más importante le corresponde al Medio Oriente con 16.1 MMBD.

Las regiones que tienen déficit en esta relación son: Norteamérica, Europa Occidental y Asia y Australasia. Por lo tanto, el mayor déficit en la relación producción consumo le corresponde a los países industrializados (América del Norte, Europa Occidental y Japón), los que tomados en su conjunto dan cuenta del 85% del déficit total mundial. De su lado, en la región asiática también existe un déficit importante, el mismo que asciende a cerca del 15% del déficit total mundial.

Es importante mencionar que en el mercado mundial existe, en la actualidad, un elevado exceso en la capacidad de producción con respecto a la demanda, el cual se concentra casi exclusivamente, en los países de la OPEP[7]. Así, por ejemplo, la producción de la OPEP fue de 27.27 MMBD en 1994 pero podría haber producido 30 MMBD sin mayores problemas. Esta es una de las razones más importantes que permite explicar la estabilidad de los precios del petróleo en los últimos años, tema que será analizado más adelante.

2. Tasa de crecimiento de la demanda de petróleo al 2010

La tasa de crecimiento de la demanda de petróleo mundial variaría entre 1.5% y 1.8% anual en el período 1991-2010, como fue señalado anteriormente. La tasa de crecimiento más alta le correspondería a los países en desarrollo, con el 3.8% anual, mientras que la tasa de crecimiento de la OCDE sería del 0.8%. La ex-URSS y las ETEO sólo crecerían al 0.2% anual (Cuadro 6).

El importante aumento en la tasa de crecimiento de la demanda de petróleo de los países en desarrollo constituiría uno de los hechos más notables del período, pronóstico en el que coinciden la mayoría de los fuentes estudiadas.

WEO 94 señala, por ejemplo, que entre el 2005 y el 2010, por primera vez el consumo de petróleo de los países no pertenecientes a la OCDE superará al consumo de la OCDE. En efecto, la participación de la OCDE en la demanda mundial de petróleo disminuye de 71% en 1971 a 56 % en 1991. Para el 2010 sería de 47%.

Cuadro 6
DEMANDA MUNDIAL DE PETRÓLEO Y TASA DE CRECIMIENTO 1971 - 2010
(en millones de toneladas equivalentes de petróleo)

	1971		1991		2010				
	MMTEP	%	MMTEP	%	MMTEP	%	T. de C. 1971-1991	T. de C. 1991-2010	Aument en %
MUNDO	2325	100.00	3072	100.00	4299	100.00	1.4	1.8	40 %
OCDE	1654	71.14	1723	56.09	2021	47.01	0.2	0.8	17 %
Ex-URSS/ ETEO	334	14.37	477	15.53	494	11.49	1.8	0.2	4 %
PED	338	14.54	872	28.39	1783	41.47	4.9	3.8	105 %
América Latina	135	5.81	250	8.14	436	10.14	3.1	3.0	74 %
China	40	1.72	116	3.78	313	7.28	5.5	5.4	170 %
Asia Este	62	2.67	194	6.32	449	10.44	5.9	4.5	131 %
Asia Sur	27	1.16	76	2.47	183	4.26	5.3	4.7	141 %
Africa	37	1.59	89	2.90	157	3.65	4.4	3.1	76 %
Medio Oriente	37	1.59	147	4.79	245	5.70	7.1	2.7	67 %

Fuente: World Energy Outlook 1994. Elaboración propia.

En el período señalado los países en desarrollo tendrían un aumento del consumo de 104%, bastante superior al aumento promedio mundial, seguidos de la OCDE con el 17% y los países de la ex-URSS con sólo el 4% (véase nuevamente el Cuadro 6).

Una vez más, las regiones que más aumentan su consumo son Asia del Sur y Asia del Este con 141% y 131%, respectivamente. Hay que resaltar el aumento del consumo de China, con 170%.

El aumento del consumo de América Latina es de 74%, inferior al de Africa (81%) y superior al de Medio Oriente (67%). El incremento más importante en términos de participación porcentual en la demanda mundial de petróleo lo tiene China, cuyo aumento en el período 1991-2010 es del 170%. Le siguen Asia Sur y Asia Este con 140% y 130%, respectivamente.

Con porcentajes menores tendríamos a Africa, América Latina y el Medio Oriente. Cabe destacar que este pronóstico de WEO 94 sitúa a Africa por encima de América Latina. Finalmente la participación de América Latina en la estructura de la demanda mundial de petróleo no varia significativamente, pasando del 8.14% en 1991 al 10.14% en el año 2010.

3. Consumo y producción en el 2010

El consumo de petróleo en el año 2010 alcanzaría un total de 93.9 MMBD (cuadro 7). La mayor parte de este consumo le correspondería a la OCDE con 45.1 MMBD, es decir el 48% del total. Le seguirían los países del resto del mundo y la ex-URSS y las ETEO con 38.5 y 10 MMBD, respectivamente.

Cuadro 7
PRODUCCIÓN Y CONSUMO MUNDIAL EN MILLONES DE BARRILES DIARIOS DE PETRÓLEO POR REGIONES 2010

	OCDE	ExURSS	PED	MO/Ven.	Variación Inventarios	Total
Producción	14.2	10.3	22.1	45.4	1.9	93.9
Consumo	**45.1**	**10**	**38.5**		**0.3**	**93.9**
Superávit		0.3		45.4	1.6	
Déficit	**-30.9**		**-16**		**1.6**	

Nota: PED = Países en Desarrollo
MO/Ven = Medio Oriente y Venezuela

Fuente: World Energy Outlook 1994. Elaboración Propia

Para satisfacer este consumo, la producción tendría que incrementarse en 28 MMBD (de 66 a 94 MMBD), es decir, un aumento del 42%. El incremento más grande de la producción se efectuaría en los países del Medio Oriente y Venezuela -que pertenecen a la OPEP, alcanzando los 45.4 MMBD; esta cantidad equivaldría a algo menos del 50% de la producción total. Le seguirían los países en desarrollo, la OCDE y la ex-URSS y las ETEO con 22.1, 14.2 y 10.3 MMBD, respectivamente.

Es importante anotar que aumentaría el déficit de la relación producción-consumo de la OCDE (cuadro 7): el déficit proyectado por WEO 94 alcanza los 30.9 MMBD en el año 2010. En lo que concierne a la ex-URSS y las ETEO, se muestra un equilibrio entre producción y consumo.

La producción de Medio Oriente y Venezuela se muestra separadamente de la correspondiente a los países en desarrollo. Así, se puede constatar que la producción de los países en desarrollo no alcanza a cubrir su consumo, existiendo un déficit de 16.4 MMBD. Es la producción de Medio Oriente y Venezuela, entonces, la que cubriría el déficit de producción, tanto de los países de la OCDE como del PED. Este aumento de la capacidad de producción de los países de la OPEP necesitaría grandes inversiones para poder materializarse, lo que forma parte de la problemática que se analizará a continuación

Las proyecciones de consumo de petróleo al 2010 efectuadas por otros organismos (Cuadro 8) son todas inferiores a las previsiones de WEO 94. Pero todas coinciden en señalar un importante aumento en el consumo de petróleo. Así, por ejemplo, IEO 95 prevé un consumo de 88.7 MMBD

Cuadro 8
DIFERENTES PROYECCIONES DEL CONSUMO MUNDIAL DE PETRÓLEO AL 2010
(En millones de barriles diarios)

	IEO 95	WEO 94	PEL	ONU	DRI	OPEP
OCDE	48.9	45.1	43.9	44.6	46.4	nd
Ex-URSS/ETEO	**9.2**	**10.0**	**7.4**	**9.1**	**5.0**	**nd**
PED	30.6	38.5	37.5	37.3	35.7	nd
Total Mundo	**88.7**	**93.6**	**88.8**	**91.0**	**87.0**	**89.0**

Nota: PEL = Petroleum Economics Ltd.
ONU = Estudio Economico y Social Mundial 1995
DRI = DRI/McGraw-Hill, Oil Market Outlook
OPEP = OPEC Bulletin, marzo 1995

Fuente: International Energy Outlook 1995; Estudio Económico y Social Mundial 1995, Naciones Unidas; OPEC Bulletin, marzo de 1995; World Energy Outlook 1994.

en 2010, frente a los 93.6 MMBD de WEO 94. Lo mismo sucede con las proyecciones de PEL, DRI y la OPEP, las cuales dan cifras apenas por debajo de los 90 MMBD. Para Naciones Unidas, el consumo alcanzaría los 91 MMBD en el 2010. Nótese que, por primera vez, en el 2010 el consumo de la OCDE sería inferior al 50% del consumo mundial de petróleo.

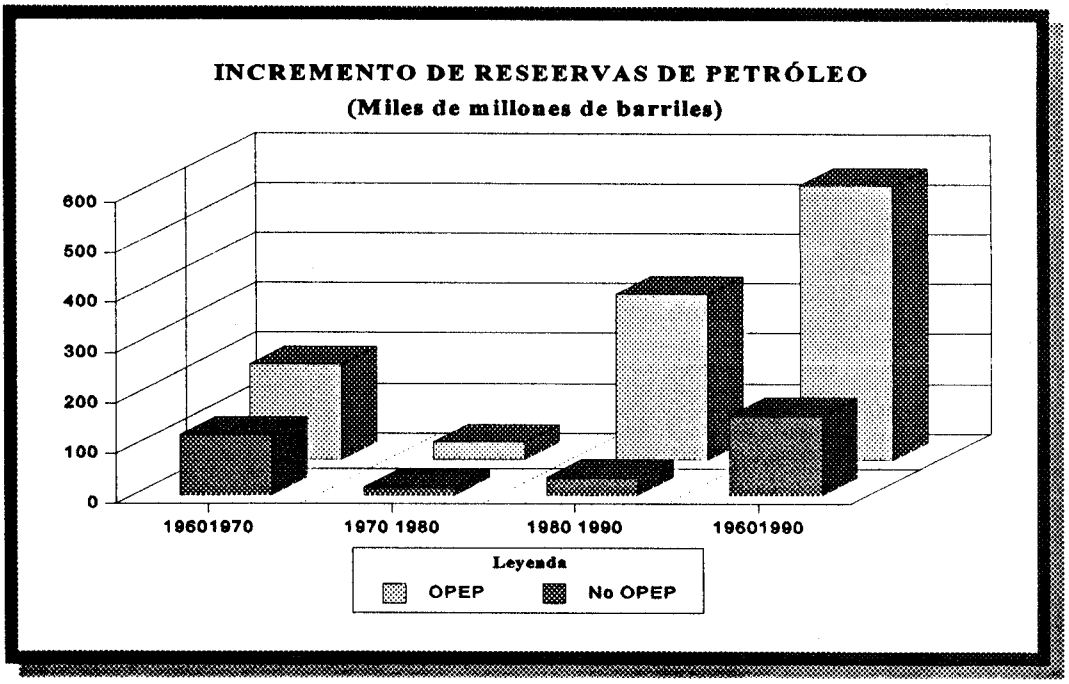
4. Las reservas de petróleo

Desde la segunda mitad de la década del ochenta ha habido un impresionante aumento de las reservas de petróleo, descubriéndose más de 350 000 MMB, lo que ha llevado el total de reservas a la suma de 1 023 MMB a fines de 1994 (Gráfico 5 y Anexo 1). Este aumento de las reservas permite afirmar que no existen restricciones para cubrir los 90 a 95 MMB de demanda proyectados para el año 2010:

"En el pasado reciente hubo mucha preocupación por el hecho que los recursos petroleros del mundo se estaban agotando rápidamente; sin embargo, esas preocupaciones ya no existen pues se ha descubierto la suficiente cantidad de reservas de petróleo para cubrir los aumentos de la demanda de los próximos 15 años" (International Energy Outlook 1995).

El 94% de los descubrimientos de nuevas reservas en la década del ochenta realizó en los países de la OPEP. Esta concentración en los países de la OPEP de las reservas descubiertas contrasta con lo sucedido en la década del sesenta, cuando hubo una repartición más pareja entre países de la OPEP y no OPEP.

Gráfico 4



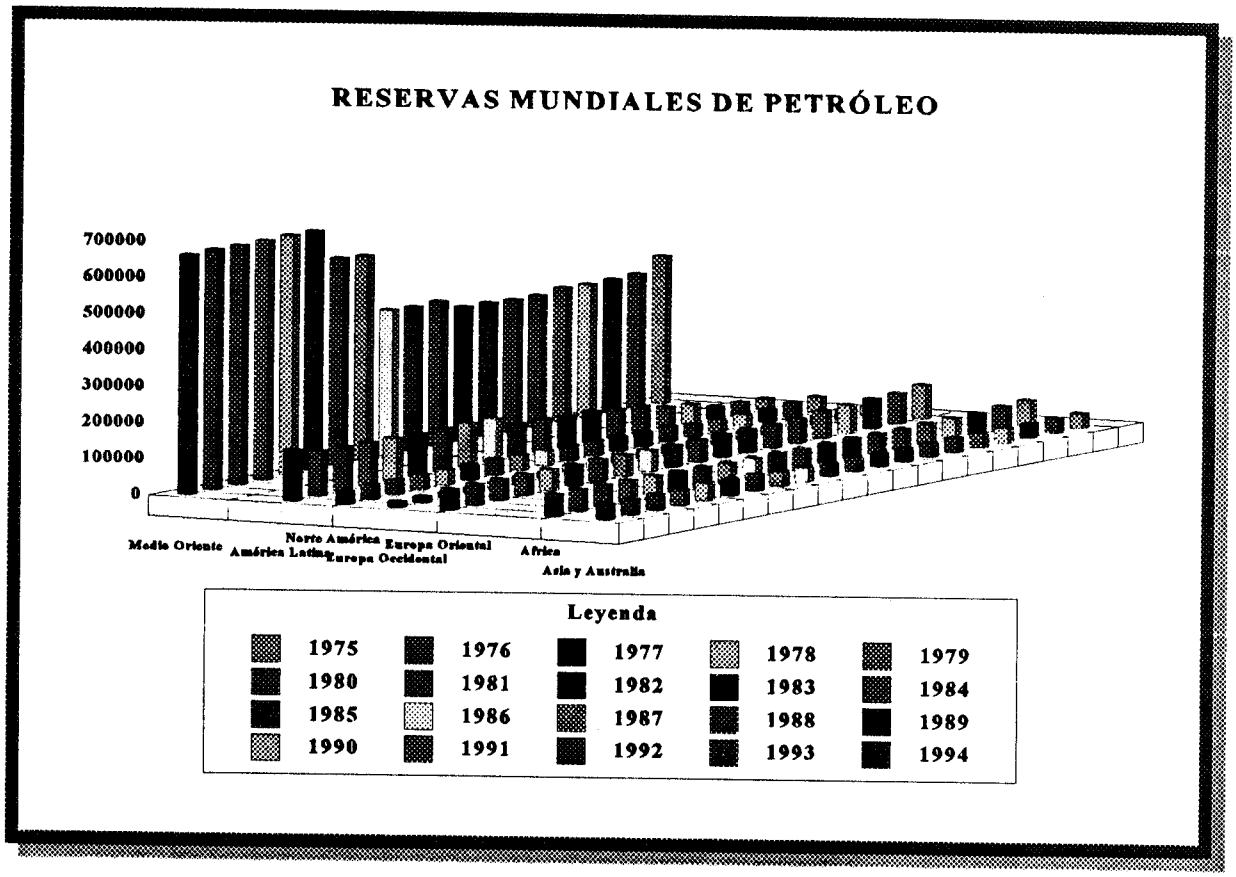
Fuente: International Energy Outlook 1995.

En efecto, en dicha década se descubrieron 310,000 MMB de reservas, de los cuales el 60% perteneció a países de la OPEP y el 40% restante a países fuera de la OPEP. Cabe resaltar que en la década del setenta la cantidad de reservas descubiertas fue menor, debido a que la mayor parte de las inversiones fueron "downstream" (refinación, transporte, almacenamiento) (véase gráfico 4).

Como consecuencia, en la actualidad los países de la OPEP tienen el 76.5% de las reservas de petróleo (Anexo 1). Vale la pena resaltar que los países de la OPEP del Medio Oriente tienen el 65% de las reservas totales de petróleo.

La relación reservas/producción[8] constituye otro indicador importante de la capacidad de oferta del petróleo. La relación reservas/producción en 1993 fue de 45 años (Cuadro 9 y gráfico 5), correspondiéndole el índice más importante al Medio Oriente con 96 años y el más bajo a América del Norte (Estados Unidos y Canadá) y los países de la OCDE de Europa, con 11 y 8 años, respectivamente. América Latina[9] está en una posición intermedia y su relación reservas/producción es de 50 años.

Gráfico 5



Fuente: OLADE, Sistema de Información Económica Energética.

Cuadro 9
RELACIÓN DE RESERVAS PROBADAS DE PETRÓLEO Y RELACIÓN RESERVAS/PRODUCCIÓN 1994
(En millones de barriles)

	Reservas	Producción	Relación R/P Número de Años
América del Norte	37 500	3 549	11
América Latina	**143 062**	**2 886**	**50**
OCDE/Europa	16 500	2 066	8
Europa No OCDE	**59 200**	**2 706**	**22**
Medio Oriente	660 300	6 894	96
Africa	**62 200**	**2 375**	**26**
Asia/Australasia	44 500	2 455	18
Total Mundo	**1 023 262**	**22 930**	**45**
Addendum			
OPEP	-	-	80
OCDE	-	-	**10**

Fuente: OLADE, Sistema de Información Económica Energética. Elaboración Propia.

Para América Latina y el Caribe la relación reservas-producción es de 50 años (Cuadro 10). México y Venezuela, los países con las reservas más altas, son también los que tienen la mayor relación reservas-producción con 65 y 64 años, respectivamente. Le siguen Ecuador, Colombia y Brasil.

Cuadro 10
RELACIÓN RESERVAS / PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO
EN AMÉRICA LATINA 1994
(Millones de barriles y número de años)

	Reservas	Producción	Relación R/P
Argentina	2 214	241	9
Bolivia	**136**	**10**	**13**
Brasil	4 144	244	17
Colombia	**4 000**	**166**	**24**
Ecuador	3515	137	26
México	**63 220**	**980**	**65**
Perú	359	46	8
Trinidad	**490**	**48**	**10**
Venezuela	64 532	996	64
TOTAL	143062	2883	50

Fuente: OLADE. Sistema de información Económica y energética 1995.

5. Los precios del petróleo

En la actualidad, el precio, en dólares corrientes, del petróleo (Arabia Saudita - Dubai) es de US$15.35 por barril. Este precio está bastante por debajo de los US$ 35.69/barril, también en dólares corrientes, que se alcanzó en 1980.

En dólares constantes de 1993, el precio del barril en 1994 fue de US$ 14.90/barril (véase Cuadro 11), mientras que el precio alcanzado en 1980 equivale a US$ 58.70/barril.

Hay que resaltar que el precio del barril de petróleo en 1972 fue de US$ 10.10 (siempre en dólares constantes de 1993) lo que significa que los precios actuales son sólo un 40% superiores a los vigentes antes del primer "shock" petrolero

Este fuerte descenso de los precios en términos reales y su estabilidad en esos niveles desde 1986 tienen causas estructurales que han sido ampliamente analizadas[10]. Entre ellas tenemos: la sobreoferta de petróleo en el mercado mundial; el descubrimiento de reservas en países no OPEP,

como Inglaterra, Noruega y México; las innovaciones tecnológicas; la disminución en la intensidad energética; la reducción del crecimiento de la demanda debido al ahorro y sustitución de petróleo, entre otros factores.

Aún con este precio, la industria petrolera sigue constituyendo una actividad rentable, pues los costos de producción son inferiores. Varían entre US$ 4/barril en el Medio Oriente hasta US$ 12 a US$ 13/barril en el Mar del Norte (aunque éstos han comenzado a descender fuertemente debido a la puesta en marcha de nuevas tecnologías y modificaciones en la estructura y métodos administrativos de las empresas petroleras, véanse recuadros 1 y 2).

Cuadro 11
PRECIOS DEL PETRÓLEO 1970 - 1994
(En dólares constantes de 1993)

Año	Precio	Año	Precio
1970	10.30	1982	49,70
1971	**10.40**	**1983**	**41.70**
1972	10.10	1984	39.40
1973	**12.00**	**1985**	**35.50**
1974	33.80	1986	19.90
1975	**4.30**	**1987**	**22.50**
1976	31.20	1988	17.40
1977	**31.50**	**1989**	**20.70**
1978	29.30	1990	23.90
1979	**41.10**	**1991**	**19.70**
1980	58.70	1992	18.70
1981	**58.30**	**1993**	**16.12**
1982	49.70	1994	14.90

Fuente: International Energy Outlook, 1995.

En lo que respecta a las proyecciones de los precios en el largo plazo, tanto WEO 94 como IEO 95 coinciden en destacar que éstos variarán en función del incremento de la capacidad de producción de los países de la OPEP. Si estos países incrementan a tiempo su capacidad de producción y cubren adecuamente los aumentos en la demanda, entonces los precios no se elevarán drásticamente. Si esto no sucede, es decir, si el aumento en la capacidad de producción no se realiza al mismo ritmo que el aumento en la demanda, en ese momento las previsiones apuntan a un mayor aumento en el precio del petróleo. Las diferentes proyecciones de precios efectuadas por agencias y organismos especializados se pueden apreciar en el Cuadro 12 Vale la pena resaltar que todas las proyecciones de precios se presentan en dólares constantes de 1993.

Cuadro 12
COMPARACIÓN DE PROYECCIONES DE PRECIOS INTERNACIONALES
(En dólares constantes de 1993 por barril)

Año	WEO 1994	IEO 1995	PEL	DRI	WEFA	GRI	NRC	CEC
2000	23.00	19.13	14.99	19.98	18.75	18.58	20.00	21.06
2005	**28.00**	**21.50**	**14.15**	**24.67**	**20.36**	**ND**	**22.00**	**23.21**
2010	28.00	24.12	14.97	28.07	21.36	20.54	22.00	25.56

Nota: PEL = Petroleum Economics Limited; DRI = DRI McGraw-Hill, Energy Review;
WEFA = The WEFA Group; GRI = Gas Research Institute;
NRC = Natural Resources Canada; CEC = California Energy Commission

Fuente: International Energy Outlook 1995, World Energy Outlook 1994.

Los mayores incrementos de precios para los años 2000, 2005 y 2010 corresponden a las proyecciones WEO 94. En los otros casos, se pronostican también incrementos de precios que, sin embargo, son inferiores a los de WEO 94. Sólo una de las agencias, PEL, estima que el precio del petróleo no variará, en términos reales, en el perido 1995-2010.

6. Las discrepancias en las proyecciones de los precios del petróleo

Existen discrepancias en las proyecciones de los precios del petróleo al 2010 de las principales agencias y organismos: WEO 94, IEO 95, Petroleum Economics Ltd. (PEL) y la OPEP (Cuadro 12).

Para WEO 94 el precio del petróleo aumentará a US$ 23/barril (en dólares constantes de 1993) en el año 2000. En el año 2005 el precio será US$ 28/barril, permaneciendo constante hasta el año 2010. Esto significa un aumento del 50% en términos reales del precio del barril de petróleo vigente en la actualidad para el año 2000 y del 100% en términos reales para los años 2005 y 2010.

Recuadro 1

LA IMPORTANCIA DE LAS NUEVAS TECNOLOGÍAS EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE PETRÓLEO

La perspectiva de precios internacionales del petróleo estabilizados en su actual nivel por lo menos hasta el final de la década ha sido y continuará siendo, uno de los principales estímulos para reducir costos y reevaluar todos los aspectos de la actividad petrolera.

A pesar de la debilidad de los precios, en los últimos años, la industria ha podido mantener un amplio margen de ganancia, sobretodo en las actividades de exploración y desarrollo ("upstream"), evitando un declive precipitado en la oferta. Los factores claves que explican el sostenimiento de la rentabilidad son: una reducción de los costos de operación y ganancias en la eficiencia y la productividad, conseguidos por una transferencia rápida y la aplicación de nuevas tecnologías en todos los sectores de la industria.

Hasta fines de la década del 70, cuando se creía que los precios siempre mantendrían su tendencia ascendente, se aceptaban costos de desarrollo de los campos de US$ 15/barril. Pero ahora, en el Mar del Norte, se están explotando campos petroleros a un costo de US$ 4/barril o inclusive menos. También se informa que se han producido grandes reducciones de costos en la explotacion de las arenas petroleras de Canadá, lo que ahora haria rentable su desarrollo comercial.

Esto se ha logrado con el desarrollo y la puesta a punto de técnicas como la sísmica 3D, la perforación horizontal y desviada, el manipuleo de líquidos multi-fase y otras. Incluso pareciera que está ad portas el descubrimiento del "Santo Grial" del inversionista petrolero, es decir, la posibilidad de algún mecanismo que permita establecer si hay petróleo o gas en la estructura sin tener que perforar un pozo exploratorio.

El impacto de estas innovaciones tecnológicas en las reservas, así como en el costo de producción de conjunto ha sido sustancial. Ahora el petróleo puede ser encontrado más fácilmente y producido más eficientemente que antes. Las nuevas técnicas de ingeniería y una mejor comprensión de la geología están dando ganancias que nadie hubiera contemplado hace algunos años. Las grandes compañías continuamente hacen nuevos descubrimientos tecnológicos que permiten evaluar mejor los campos petroleros y localizar yacimientos potenciales con mayor precisión, lo que hace descender el costo de producción de los nuevos campos. Esto significa que campos con reservas probadas que no eran posibles de desarrollar debido a los altos costos de producción, ahora sí podrán entrar en funcionamiento, aumentando la oferta de petróleo en cantidades significativas.

La ventaja competitiva de la industria petrolera dependerá cada vez más de la habilidad para administrar y aplicar la tecnología de una manera efectiva y rápida. Esto incluye el liderazgo en tecnologías para operaciones ambientalmente sanas y aceptables de hidrocarburos.

Fuente: CEPAL, elaborado en base a Petroleum Economist, junio de 1995; Naciones Unidas, Estudio Económico y Social Mundial 1995; Oil and Gas Journal varios números

Recuadro 2

LA DISMINUCIÓN DE LOS COSTOS ORGANIZATIVOS EN LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

La industria petrolera ha llevado a cabo importantes cambios en la administración y las prácticas de negocios en los últimos años para mantener la rentabilidad y aumentar la productividad en esta época de bajos precios del petróleo.

Uno de estos cambios consiste en la búsqueda del "tamaño correcto" (en inglés, "rightsizing") reduciendo la burocracia y simplificando las estructuras administrativas. Se estima que, en la última década, las compañías petroleras de Estados Unidos se han desprendido de más de 350,000 empleos en el mercado doméstico, eliminando 250,000 empleos adicionales en el extranjero. Se considera importante eliminar capas administrativas, que habían crecido en épocas anteriores de bonanza.

Algunas compañías también se han desprendido de activos y negocios no relacionadas a la industria petrolera y se han centrado en actividades donde tienen ventajas relativas a través de infraestructuras establecidas y experiencia técnica. Esta estrategia es distinta a la de los años 70 y principios de los 80, cuando las empresas más grandes adquirieron activos no petroleros y diversificaron sus actividades y operaciones de negocios.

Al mismo tiempo, las compañías petroleras han comenzado a descansar más en la cooperación dentro de sus propias organizaciones y con las compañías de servicios del mercado petrolero. Hoy, la tendencia en la administración apunta al uso creciente de trabajo en equipos multidisciplinarios con un énfasis en alcanzar los objetivos sin interferencia burocrática innecesaria.

Se han desarrollado relaciones más cercanas con contratistas y compañías de servicios para reducir costos a través de acuerdos contractuales y gerenciales. Algunos también han formado partnerships y establecido servicios comunes con otras compañías petroleras para compartir riesgos y mejorar los prospectos de las actividades de exploración y desarrollo.

Se considera como esencial el concepto de compromiso compartido entre el operador y la compañía de servicios para el mejoramiento continuo de la performance. Idealmente, la comunicación y trabajo de equipo conllevan la obtención de innovaciones para reducciones de costos obtenidas mutuamente, lo que mejora los márgenes de ganancia de ambas partes.

Un ejemplo es el sistema de ganancias compartidas por reducción de costos. Este consiste en la asociación de los operadores y las compañías de servicios para realizar un proyecto cuyo monto total de inversión es determinado conjuntamente. La particularidad del sistema radica en que cualquier reducción en el monto de la inversión es compartido por las partes, de acuerdo a un porcentaje determinado de antemano. Esta ganancia compartida por reducción de costos incentiva a los participantes a la cooperación y la búsqueda de mayores niveles de eficiencia.

Fuente: Petroleum Economist, junio de 1995; Price Waterhouse, 1994 Petroleum Industry Review; Price Waterhouse, Report on the 1994 Annual Meeting del World Petroleum Industry Group of Price Waterhouse; Naciones Unidas, Estudio Económico y Social Mundial 1995.

WEO 94 resalta que el aumento proyectado de los precios no es una consecuencia de consideraciones económicas, puesto que buena parte del aumento de la capacidad se espera que provenga del Medio Oriente, cuya oferta puede aumentar rápidamente incluso sin precios más altos del petróleo, siempre y cuando esté disponible el financiamiento para los proyectos de ampliación de la capacidad de producción.

Los países de la OPEP no disponen en la actualidad de los recursos financieros necesarios y permanecen las restricciones a la inversión extranjera en la mayoría de esos países. Por ello, para WEO 94, no hay certeza de que los países productores de petróleo del Medio Oriente estén dispuestos a aumentar su capacidad de producción sin que se produzca un aumento de precios.

El aumento de la capacidad de producción toma, entonces, características que van más allá de las consideraciones económicas, adquiriendo dimensiones políticas.

Por lo tanto, el incremento del precio del petróleo asumido por WEO 94 se basa en la premisa de que va a continuar, en el período analizado, la dinámica y la política del mercado petrolero de los últimos 20 años, es decir que el precio del petróleo no se determina por los costos de producción en el Medio Oriente sino que el mercado adquiere la forma de un "cartel" de productores que fija (o trata de fijar) los precios. La misma dinámica se mantendría en el período que va hasta el 2010.

Por su parte, IEO 95 considera un aumento del precio del petróleo inferior al proyectado por WEO 94. IEO 95 consigna un precio de US$ 19.13/barril en el año 2000, aumentando a US$21.50/barril en 2005 y llegando hasta US$ 24.12/barril en 2010.

Para IEO 95, el precio del petróleo también está directamente relacionado con la capacidad de producción de los países de la OPEP. Se afirma que, después de la crisis del Golfo Pérsico, se pensaba que la capacidad de producción aumentaría en por lo menos 10 MMBD, pero la persistencia de precios bajos ha moderado el optimismo de aquéllos que asumían esta perspectiva.

IEO 95 resalta el hecho que los países de la OPEP argumentan que los bajos precios no permiten generar el capital de inversión suficiente que permita aumentar la producción. De otro lado, las compañías internacionales de petróleo que la OPEP esperaba atraer para llevar a cabo las inversiones, están posponiendo sus decisiones hasta que mejore su propia situación económica.

IEO 95 considera que, hasta el año 2000 no existirán mayores problemas para satisfacer la demanda, estando dado que existe una importante sobreoferta en la capacidad de producción de crudo. No sucede lo mismo en los años posteriores al 2000. Es por ello que IEO 95 prevé un aumento del precio del petróleo para el año 2005, cuando el aumento del consumo obligará a nuevas inversiones, tanto para exploración y desarrollo como para el aumento de la capacidad de refinación para crudos pesados.

IEO 95 afirma que difícilmente se realizarán estas inversiones si se percibe que los precios continuarán en los bajos niveles que se observa en la actualidad. Es recién en el 2005, entonces, que el análisis de IEO 95 coincide con el de WEO 94. En todo caso, vale la pena señalar que el aumento proyectado por IEO 95 después del 2005 continúa siendo inferior al de WEO 94 (US$ 28/barril).

Para Petroleum Economics Ltd. (PEL), los precios se mantendrán estables en el mediano y largo plazo. Como se puede apreciar en el Cuadro 11, los precios en el 2005 y el 2010 seguirán siendo de US$ 14/barril.

Los argumentos de quienes pronostican esta estabilidad en los precios del petróleo son los siguientes:

a) los avances tecnológicos en exploración y desarrollo permitirán el desarrollo de yacimientos que no eran económicamente rentables con las antiguas tecnologías.

b) el gas natural se convertirá en un importante competidor del petróleo, sobre todo para generación de energía eléctrica.

c) la reanudación de la producción -hoy semiparalizada- de la ex-URSS, así como la explotación de sus reservas probadas, pero aún no desarrolladas, aumentará la capacidad de producción de la ex-URSS de 7 MMBD que produce en la actualidad hasta 10 a 11 MMBD, es decir, la cantidad que se producía hasta 1989-1990.

d) si se suspende el embargo petrolero e Irak retorna al mercado mundial, su producción podría aumentar desde los 0.5 MMBD de la actualidad hasta 3 MMBD, sin que se necesite aumento de precio alguno.

El punto de vista de la OPEP es diferente a los anteriores. Para la OPEP, el precio del petróleo es un elemento de la más alta importancia en la decisión de llevar a cabo las mayores inversiones que se tienen que realizar para aumentar la capacidad productiva. Según la OPEP, no existe la certeza de que los actuales precios del petróleo constituyan incentivo suficiente para que se efectúen las inversiones necesarias que permitan ampliar la capacidad de producción en el mediano y largo plazo.

Los países de la OPEP argumentan, además, que uno de los mayores elementos de incertidumbre en la evolución de la demanda mundial de petróleo -factor clave en la determinación del precio internacional-, lo constituye la posibilidad de aplicación de medidas de protección del medio ambiente en Estados Unidos y la Unión Europea (véase recuadro 3).

> "Si se aplican medidas de protección del medio ambiente, su efecto en la demanda de petróleo dependería, claro está, en el grado de las mismas. Si las reducciones son obligatorias, entonces ésto constituiría un golpe a todos los miembros de la OPEP que invirtieron en la expansión de su capacidad productiva. Es por eso que la OPEP siempre ha buscado seguridad en la demanda de petróleo para llevar a cabo sus programas de expansión de capacidad, con el objetivo de asegurar un mercado estable en el futuro para el petróleo de sus países miembros" (Ibrahim A.H. Ismail, Shifting production trends point to more oil from OPEC, en Oil & Gas Journal, 26/12/94, p. 40).

Recuadro 3

LOS IMPUESTOS AL PETRÓLEO Y LA OPEP

Para la OPEP, la implementación de impuestos al petróleo en los principales países consumidores es un factor que tiene incidencia directa en la demanda y, por lo tanto, en la determinación de los precios internacionales del petróleo.

Según la OPEP, en Europa se aplican impuestos al petróleo con un objetivo principalmente fiscal. Por ejemplo, en la actualidad, el precio de venta al público de cada barril de petróleo consumido en Europa paga impuestos equivalentes a 2 ó 3 veces el precio promedio en el mercado internacional. Esto desalienta el consumo y produce una apropiación de la renta petrolera, por parte de los países europeos, que es considerada injusta por los países de la OPEP.

Pero aparte de las metas fiscales, en la Unión Europea y Estados Unidos se discuten impuestos adicionales con el objetivo de lograr la seguridad energética (entendida como la reducción de la dependencia del petróleo importado, sobretodo del Medio Oriente) y la conservación del medio ambiente.

La seguridad energética se puede promover incentivando el consumo de combustibles locales (como el carbón), en cuyo caso se otorgan subsidios directos a estas industrias.

En el caso del medio ambiente, en los países industrializados (PI) existe una creciente preocupación por la emisión de dióxido de carbono de los combustibles fósiles, por lo que se plantea adoptar una variedad de políticas defensivas, incluyendo impuestos a los combustibles. Estos, de un lado, reducirían la demanda proveniente de los países de la OPEP y, de otro, aumentarían los ingresos fiscales de los PI sin beneficiar a los países productores.

Por el momento, estos impuestos no han sido aprobados, ni en Estados Unidos ni en la Unión Eurpea. La Unión Europea, en diciembre de 1994 dejó de lado la propuesta de la Comisión Europea de un impuesto común a las emisiones de dióxido de carbono y se dejó en libertad a cada país para que diseñe e implemente sus propios impuestos.

Según la OPEP, su posición no significa una crítica a los impuestos que, efectivamente, internalicen los costos sociales de los combustibles fósiles en relación con la preservación del medio ambiente. Lo que se critica es la puesta en marcha de nuevos impuestos que se dice son para preservar el medio ambiente pero que, en realidad, tienen el objetivo de aumentar la recaudación fiscal. Asimismo, afirman que si bien se aumentan los impuestos al petróleo, por otro lado se otorgan subsidios al carbón, que tiene un mayor grado de contaminación pero que es producido localmente.

Los nuevos impuestos, de aplicarse, reducirían la demanda proyectada de petróleo. Esto crea, hoy, un clima de incertidumbre que impide que se realicen las inversiones para aumentar la capacidad de producción y refinación. Se estima que los países de la OPEP deberán cubrir la mayor demanda de las próximas décadas.

Por ello, dice la OPEP, ?cómo lanzarse a grandes inversiones si las proyecciones de demanda son inciertas en la medida que penden como espada de Damocles nuevos impuestos ambientales al consumo del petróleo?

Fuente:OPEC Bulletin. En particular, ver Bright Okogu: Sharing out the downstream barrel: Imbalance may impact investment, mayo de 1995.

C. LAS PROYECCIONES DE LA DEMANDA Y OFERTA DE GAS NATURAL

A diferencia de lo que sucede en el mercado de petróleo, no existe un mercado global de gas natural. Esto se debe, en lo esencial, a las dificultades inherentes a su transporte[11], lo que hace muy dificil y costoso el comercio de gas natural si los centros de producción están muy alejados de los centros de consumo.

1. La demanda de gas natural en el período 1991-2010

En los últimos años ha aumentado la demanda de gas natural y, consecuentemente, los precios del gas natural han mejorado su competitividad frente al petróleo. Esto se debe a las nuevas técnicas de transporte y a las preocupaciones por la conservación del medio ambiente (el gas natural emite menos dióxido de carbono que el petróleo). Se ha producido un masivo desarrollo de gasoductos, sobre todo en Europa, así como en América Latina. También han influido en el aumento de la demanda de gas natural consideraciones relacionadas a la seguridad energética de los países de la OCDE, es decir, a la reducción de la dependencia del petróleo importado, sobretodo del Medio Oriente[12].

La demanda de gas natural está más desarrollada en los países de la OCDE y de la ex-URSS y las ETEO, con el 47.94 y el 36.48%, respectivamente (Cuadro 13). Es decir que ambas regiones representan el 84% del consumo de gas mundial.

En lo que concierne a los países en desarrollo, el mayor consumo corresponde, casi por igual, al Medio Oriente y América Latina, con el 4.69 y el 4.63%, respectivamente. Le sigue Asia del Este y Asia del Sur con el 2.14% y el 1.45% para cada uno. Africa tiene el 1,45% y China el 0.75% del consumo mundial.

La tasa de crecimiento promedio anual de la demanda de gas natural en el período 1991-2010, según WEO 94, es de 2.4%. Puede apreciarse (Cuadro 13) que la tasa de crecimiento de la demanda de gas natural en los países en desarrollo es de 5.6%, ampliamente superior a la tasa de la OCDE, 2.1%, y de la ex-URSS y las ETEO, en 0.8%.

Debido a las altas tasas de crecimiento de los países en desarrollo[13] , la estructura de la demanda mundial de gas natural sufriría modificaciones importantes en el 2010.

La OCDE seguiría ocupando el primer lugar, pero su participación en el total bajaría de 48% a 45.2%. La ex-URSS y las ETEO tendrían el 26.7% del consumo, cifra inferior a la de los países en desarrollo, 27.96%, quedando así desplazadas del segundo lugar en el consumo mundial.

2. Las reservas de gas natural

La abundancia de reservas de gas natural en todo el mundo indica que existe una capacidad de oferta que puede mantenerse por muchos años. Además, los diferentes análisis internacionales hacen hincapié en el hecho que las reservas de gas natural están distribuidas de una manera uniforme en

diferentes países, a diferencia del petróleo donde, como se ha visto, están concentradas en los países de la OPEP y, más particularmente, en el Medio Oriente.

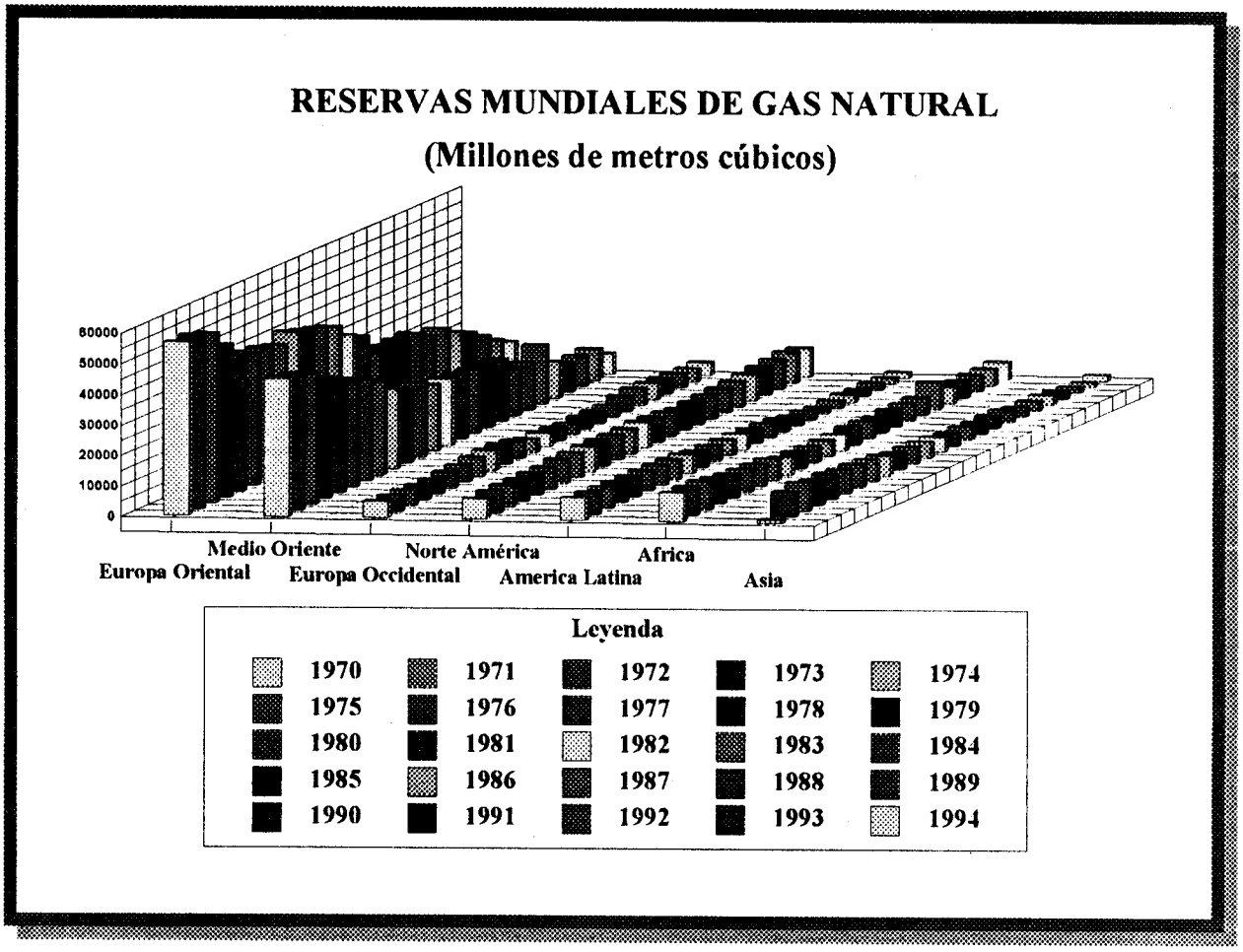
Se estima que las reservas de gas natural ascienden a 139 billones de metros cúbicos. La ex-URSS es el país que cuenta con las mayores reservas, con un total de 57.1 MM3, es decir, el 40% del total (véanse gráfico 6 y Anexo 2). Le siguen los países del Medio Oriente con 44.9 MM3 (el 32% del total), destacando Irán, Qatar, Arabia Saudita y Abu Dhabi, en ese orden.

Cuadro 13
DEMANDA MUNDIAL DE GAS NATURAL 1991- 2010
(En millones de toneladas equivalentes de petróleo)

	1991		2010			
	MMTEP	%	MMTEP	%	Tasa de Crecimiento	Variación en %
MUNDO	1 727	100.0	2 718	100.0	2.4	57.4
OCDE	**828**	**47.9**	**1231**	**45.3**	**2.1**	**48.7**
Ex-URSS/ETEO	630	36.5	727	26.7	0.8	15.4
PED	**269**	**15.6**	**760**	**27.8**	**5.6**	**182.5**
América Latina	80	4.6	141	5.2	3.0	76.2
China	**13**	**0.7**	**55**	**2.0**	**7.9**	**323.1**
Asia Este	37	2.1	126	4.6	6.6	240.5
Asia Sur	**25**	**1.4**	**60**	**2.2**	**4.6**	**140.0**
Africa	32	1.8	73	2.7	4.4	128.1
Medio Oriente	**81**	**4.7**	**307**	**11.3**	**7.3**	**279.0**

Fuente: World Energy Outlook 1994. Elaboración propia.

Gráfico 6



Fuente: OLADE, Sistema de Información Económica Energética. Elaboración Propia.

El 28% restante de las reservas de gas natural está distribuido de una manera más uniforme entre América del Norte (Estados Unidos y Canadá), América Latina, OCDE-Europa y Asia y Australia.

En el caso de los países de América Latina, las reservas ascienden a 7.1 MM3, lo que significa el 5,4% del total de las reservas mundiales. Las principales reservas de gas natural le corresponden a Venezuela, con 3.9 MM3, seguido de México (1.9 MM3) y Argentina (0.5 MM3). Luego vienen Trinidad y Tabago, Colombia y Perú con 0.28, 0.21 y 0.20 MM3, respectivamente.

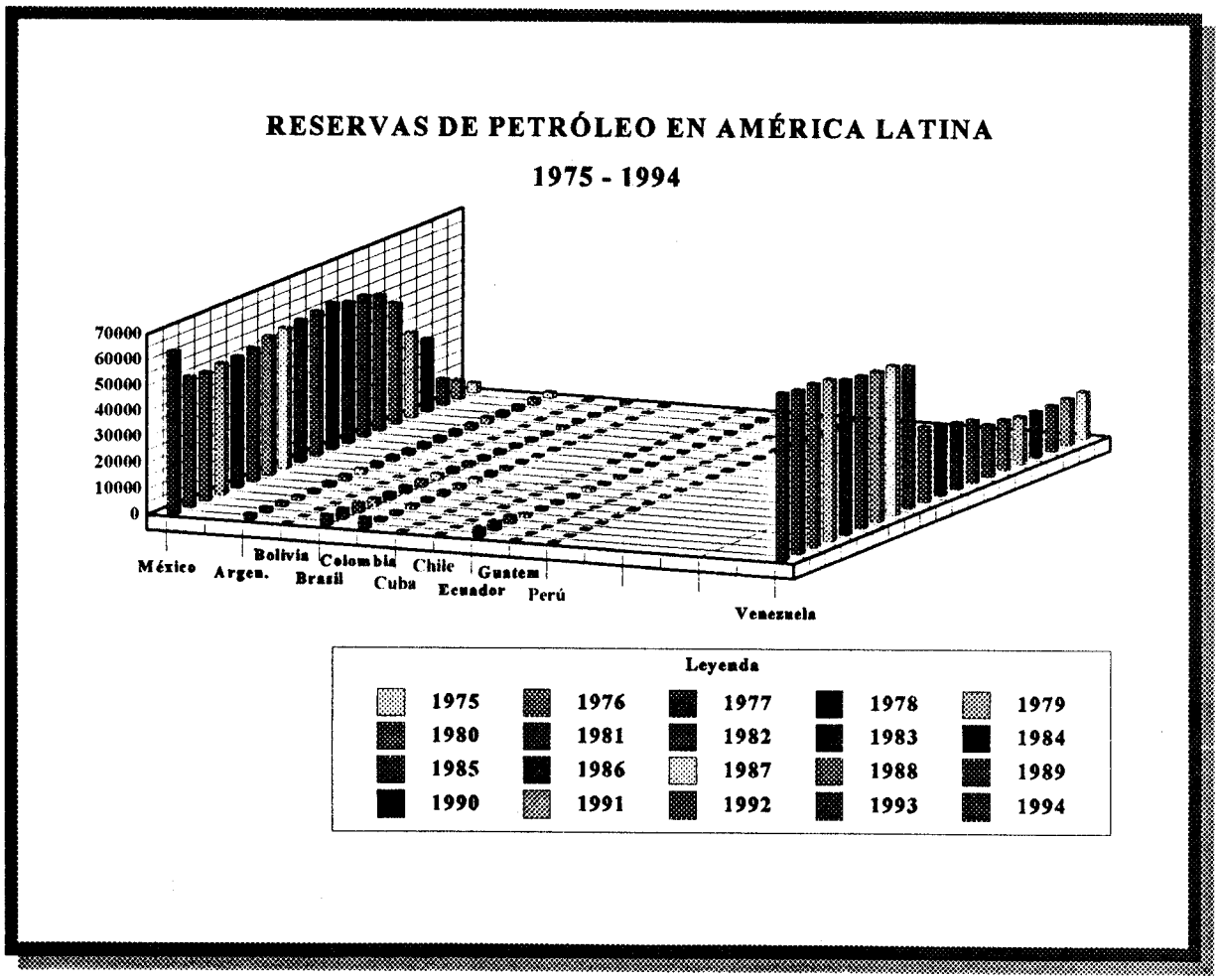
D. EL PANORAMA PETROLERO DE AMÉRICA LATINA

1. Las reservas de petróleo

De 1975 a 1994, las reservas de América Latina se cuadruplicaron, pasando de 29 321 a 143 032 MMB. En 1994, como ya se ha señalado, las reservas de América Latina representaron el 12% de las reservas mundiales (Gráfico 7 y Anexo 3).

La adición más importante le correspondió a **México**, que aumentó sus reservas en más de 15 veces, pasando de 3 954 a 63 220 MMB en el período señalado. **Venezuela** aumentó sus reservas en 3.5 veces, hasta 64 532 MMB lo que lo convierte en el mayor poseedor de reservas de América Latina[14].

Gráfico 7



Fuente: OLADE, Sistema de Información Económica Energética.

Así, en 1994, las reservas de petróleo estaban fuertemente concentradas en **Venezuela** y **México**, constituyendo el 89% del total de la región.

Luego vienen **Brasil** y **Colombia** con reservas superiores a los 4,000 MMB cada uno en 1994. Cabe destacar que el descubrimiento de Cupiana y Cusiagua en **Colombia** ha provocado un significativo incremento de las reservas. **Ecuador** tiene 3 516 MMB y luego se tiene a **Argentina** con 2 214 MMB.

Con cantidades de reservas que varían entre 100 y 400 MMB están **Trinidad y Tabago**, **Perú**, **Chile** y **Bolivia**. **Cuba** y **Guatemala** vienen en último lugar con reservas de 80 y 55 MMB, respectivamente.

En general, puede afirmarse que, en los últimos 20 años, no ha variado significativamente el "mapa petrolero" de América Latina. En 1975, **Venezuela** y **México** ya eran los países petroleros más importantes aunque, como ya se señaló, este último país ha tenido un importante aumento de reservas.

Otros países que han tenido incrementos importantes son **Colombia**, **Brasil** y **Ecuador**. El progreso más importante lo alcanza **Colombia**, que pasa del octavo al cuarto lugar, de 1975 a 1994, en la posesión de reservas de la región.

Permanecen estables en su nivel de reservas **Argentina** y **Trinidad y Tabago**. Con respecto a Argentina, hay que señalar que pasa del tercer lugar en 1975 al sexto lugar en 1994; sin embargo, en los últimos años **Argentina** ha superado el declive de reservas, que llegó a su punto más bajo en 1990 con 1570 MMB.

También permanecen estables, aunque con un menor nivel de reservas, **Cuba**, **Chile** y **Guatemala**, mientras que en **Bolivia** y **Perú** se puede apreciar una caída absoluta de importancia en el nivel de reservas.

2. El consumo de petróleo

En 1994, el consumo de petróleo de América Latina y el Caribe ascendió a 5.57 MMBD, lo que representa el 12 % del consumo mundial, que en 1994 fue de 65.7 MMBD. (véase cuadro 14).

Los consumidores más importantes fueron **México** y **Brasil**, con 1.85 y 1.31 MMBD, respectivamente, lo que equivale al 59% del consumo de petróleo de toda la región. A continuación están **Venezuela** y **Argentina** con 643 y 519 miles de barriles diarios (MBD), respectivamente. Ambos países representan el 21% del consumo de la región; así, los cuatro países arriba mencionados dan cuenta del 80% del consumo de petróleo en América Latina y el Caribe. Posteriormente se tiene a **Colombia**, **Chile**, **Perú** y **Ecuador**, con 244, 183, 122 y 112 MBD, respectivamente. En conjunto, estos cuatro países representan el 12% del consumo de toda la región. Finalmente los otros países dan cuenta del 8% del consumo restante.

Cuadro 14
CONSUMO DE PETRÓLEO EN AMÉRICA LATINA 1983 - 1994
(Miles de barriles diarios)

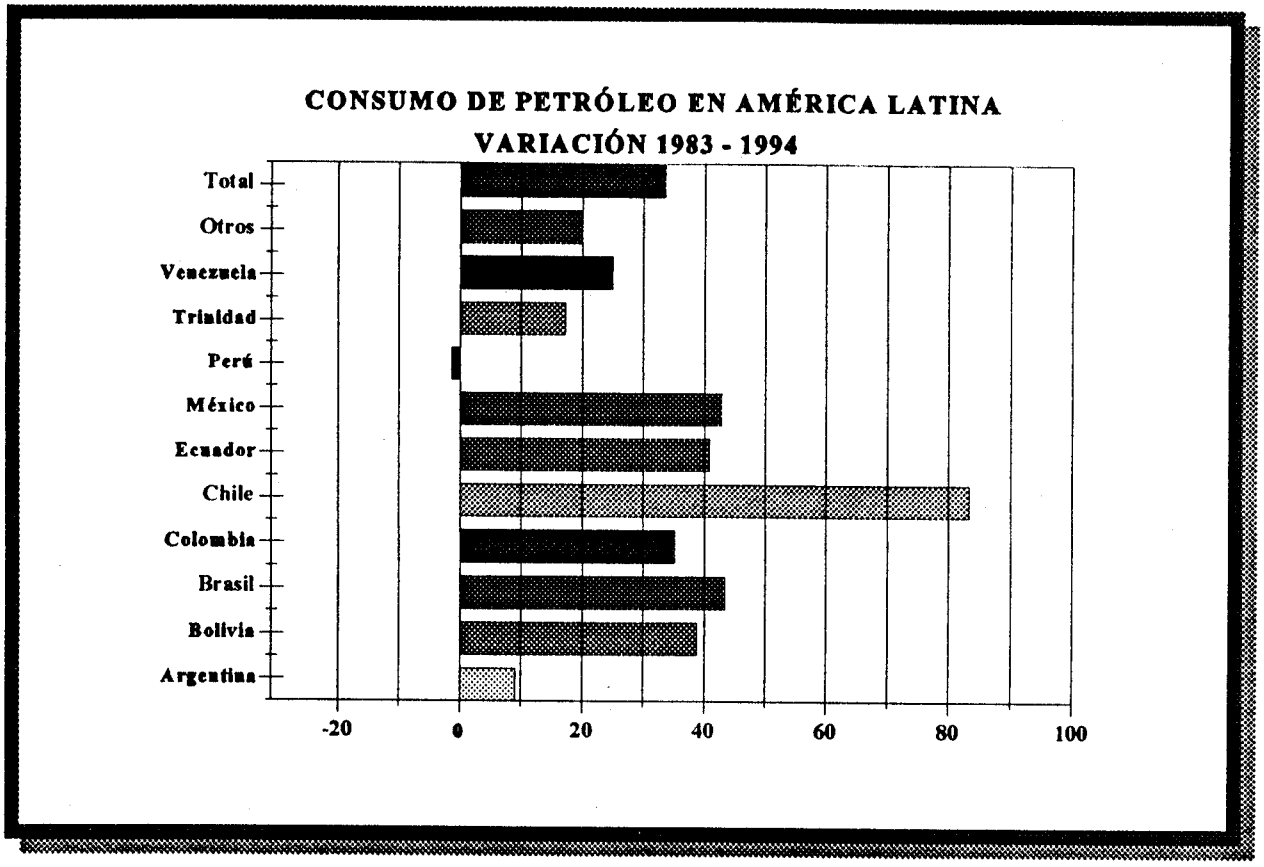
País/Años	Porcentaje 1983	1983	1987	1990	1994	Variación 1983-1994	Porcentaje 1994
Argentina	11.42	476	471	415	519	9.0	9.32
Bolivia	0.57	24	22	26	33	38.8	0.59
Brasil	21.95	915	1075	1143	1312	43.4	23.56
Colombia	4.34	181	197	224	244	35.2	4.39
Chile	2.39	100	106	145	183	83.3	3.28
Ecuador	1.91	79	85	97	112	40.9	2.01
México	31.14	1298	1536	1683	1853	42.8	33.28
Perú	2.96	123	136	120	122	-1.4	2.18
Trinidad	0.41	17	19	24	20	17.3	0.36
Venezuela	12.35	515	437	640	643	25.0	11.55
Otros	10.57	440	464	490	528	19.8	9.47
Total	100.00	4168	4550	5007	5568	33.6	100

Fuente: OLADE, Sistema de Información Económica Energética.

Entre 1983 y 1994, el consumo de petróleo de América Latina aumentó de 4 168 a 5 568 MMBD, lo que representa un incremento del 33.6%.

En términos de volumen, el aumento más importante le correspondió a **México**, con un incremento de 555 MBD en el período, seguido de **Brasil** con 397 MBD. Debe resaltarse también que, en 1994, el consumo se recupera en **Argentina** y **Venezuela**, después de un período de estancamiento en la segunda mitad de la década del ochenta. Otros países que aumentan el consumo de petróleo en el período 1983-1994 son **Chile** y **Colombia** con 83 y 63 MBD, respectivamente. **Chile** tiene el porcentaje de aumento más alto en el período con 83%. En **Ecuador**, el consumo aumenta en 49% en el mismo período. El único país que muestra una disminución en el consumo de petróleo es **Perú**, con un decrecimiento del 1.4%.

Grafico 8



Fuente: OLADE, Sistema de Información Económica Energética.

3. La producción de petróleo

Entre 1983 y 1994, la producción de petróleo de América Latina aumentó de 6 136 a 7.9 MMBD, lo que representa un incremento del 28.8%. América Latina participa con el 8.3% de la producción mundial, que en 1994 fue de 65.7 MMBD (Cuadro 15).

Los productores más importantes fueron **México** y **Venezuela**, con 2.685 y 2.675 MMBD, respectivamente, lo que equivale al 69% de la producción de petróleo de toda la región. A continuación están **Brasil** y **Argentina** con 668 y 662 miles de barriles diarios (MBD), respectivamente Después se tiene a **Colombia** y **Ecuador**, con 455 y 376 MBD, respectivamente; luego vienen **Perú** y **Trinidad y Tabago**, con niveles que oscilan entre los 127 a 130 MBD. Finalmente **Bolivia** y **Chile**, cuya producción es significativamente menor, alcanzando a 28 y 12 MBD, respectivamente.

Cuadro 15
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN AMÉRICA LATINA 1983 - 1994
(Miles de barriles diarios)

País/Años	Porcentaje 1983	1983	1987	1990	1994	Variación 1983-1994	Porcentaje 1994
Argentina	8.00	491	428	482	662	34.8	8.37
Bolivia	0.36	22	21	22	28	26.9	0.36
Brasil	5.37	330	566	630	668	102.5	8.45
Colombia	2.48	152	384	438	455	199.1	5.76
Chile	0.60	37	27	18	12	-66.6	0.16
Ecuador	3.86	237	175	286	376	58.9	4.75
México	43.44	2 666	2 541	2.548	2 685	0.7	33.96
Perú	2.84	174	164	129	127	-26.9	1.61
Trinidad	2.61	160	155	151	132	-17.7	1.66
Venezuela	30.07	1 845	1 862	2 195	2 728	47.8	34.50
Otros	0.38	23	25	24	34	44.7	0.43
Total	100.00	6136	6348	6923	7906	28.8	100

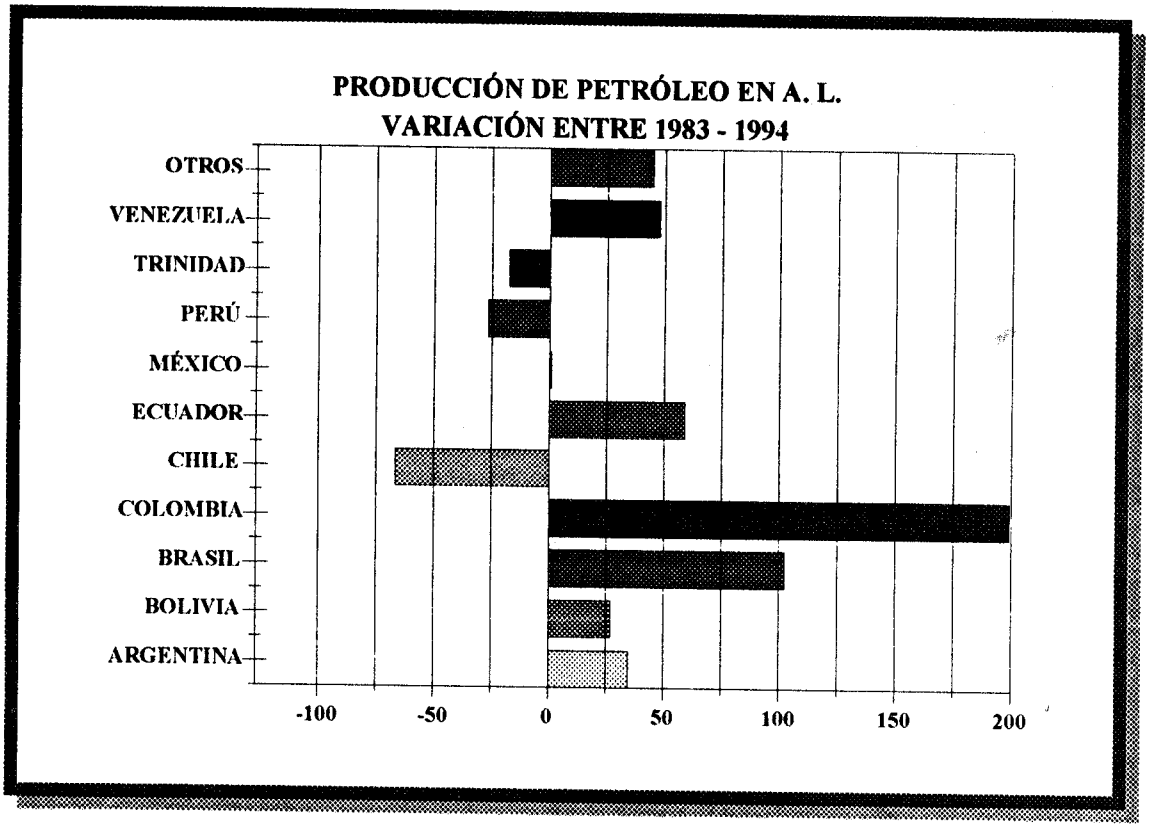
Fuente: OLADE, Sistema de Información Económica Energética.

En términos de volumen, el aumento más importante le correspondió a **Venezuela**, con un incremento de 883 MBD en el período. En el período analizado, la producción de **México** no varió significativamente. Por su parte, **Brasil** y **Colombia** tuvieron incrementos de 338 y 303 MBD, respectivamente, seguidos de **Argentina** con 271 MBD. **Ecuador** también aumentó su capacidad de producción en 149 MBD. En términos porcentuales, el aumento más significativo en este período fue el de **Colombia**, que casi triplicó su producción. Le siguen **Brasil** con un aumento del 100%, **Ecuador** con 59% y **Venezuela**, con 58%. **Chile**, **Perú** y **Trinidad y Tabago** sufrieron disminuciones en la producción de petróleo de 66, 27% y 17,7%, respectivamente.

4. Relación producción/consumo de petróleo en América Latina

En 1994, la producción total de petróleo en América Latina fue superior al consumo en 2 338 MMBD (cuadro 16) lo que constituye una característica de la región desde hace varios años. Esto significa que, apreciada en su conjunto, la región tiene autosuficiencia petrolera.

Gráfico 9



Fuente: OLADE, Sistema de Información Económica Energética.

Sin embargo, sólo 7 países de la región, de un total de 24, tienen superávit de petróleo, mientras que los países restantes sufren un déficit y, por lo tanto, deben importar petróleo a precios internacionales. Incluso, muchos países no producen petróleo. Es por eso que, al emplear el término autosuficiencia petrolera se quiere enfatizar que se usa sólo con fines ilustrativos en el marco de un análisis regional global.

El análisis país por país (Cuadro 16), muestra que el superávit se debe, fundamentalmente, a la producción de dos países, **Venezuela** y **México**. En efecto el superávit conjunto de ambos países asciende a 2.9 MMBD, lo que representa más del 79% del superávit de la región.

Le siguen en importancia **Ecuador** y **Colombia**, con 264 y 211 MBD, respectivamente, lo que equivale al 13%. Asimismo, en los últimos años el repunte de la producción en **Argentina** le permite obtener un superávit de 143 MBD, seguida de **Trinidad y Tabago** con 111 MBD. En el caso de **Perú**, tiene un superávit muy pequeño con 6 MBD.

El país con mayor déficit en la producción de petróleo es **Brasil**, con 644 MBD, lo que equivale al 50% del déficit de toda la región. No obstante ello, hay que resaltar que la producción de **Brasil** se ha venido incrementando en los últimos años.

Cuadro 16
RELACIÓN PRODUCCIÓN - CONSUMO EN AMÉRICA LATINA 1994
(En miles de barriles diarios)

PAÍS	PRODUCCIÓN	CONSUMO	SUPERÁVIT	DÉFICIT	SALDO
Argentina	662	519	143		
Bolivia	**28**	**33**		**- 5**	
Brasil	668	1 312		-644	
Colombia	**455**	**244**	**211**		
Chile	12	183		-170	
Ecuador	**376**	**112**	**264**		
México	2 685	1 853	832		
Perú	**127**	**122**	**6**		
Trinidad	132	20	111		
Venezuela	**2 728**	**643**	**2 064**		
Otros	34	528		-494	
TOTAL	**7 906**	**5 568**	**3 651**	**-1 313**	**2 338**

Fuente: OLADE, Sistema de Información Económica Energética

Le sigue **Chile**, con un déficit de 170 MBD, lo que equivale a más del 13% del déficit total. En el caso chileno, la producción ha venido decreciendo en los últimos años. El déficit de **Bolivia** es pequeño y asciende a 5 MBD.

En el caso del resto de los países de América Latina, se puede apreciar que, en conjunto, tienen un déficit de 494 MBD, lo que constituye un porcentaje apreciable del déficit de la región: el 34% del total. Estos países son, en general, los más pequeños de la región: Uruguay, Paraguay, Panamá, los países de América Central y del Caribe.

Recuadro 4

PERSPECTIVAS DE PRODUCCIÓN EN AMÉRICA LATINA

Es interesante conocer las opiniones de las dos publicaciones más importantes sobre proyecciones energéticas. Por ello presentamos los análisis de WEO 1994 y del IEO 1995 con respecto a los posibles incrementos de la producción de petróleo en los próximos años.

LA VISIÓN DEL WEO 1994

Los productores no-OPEP de América Latina tienen una serie de problemas en común, incluyendo las restricciones a la participación de compañías extranjeras y las restricciones técnicas y financieras que de ello se desprenden.

En **México**, el NAFTA no ha llevado a la apertura de la industria petrolera a la participación extranjera y PEMEX continúa teniendo una posición de monopolio. México tiene un sustantivo potencial de recursos y sus reservas varían entre 30 a 60 años la producción actual. De las dos áreas con mayor producción, el crudo de Chicontepec es pesado y sus depósitos se expanden sobre un área bastante grande, mientras que Campeche es más madura. Hasta el año 2003, se espera que la producción mexicana continúe estable en 3 MMB diarios, aunque tiene el potencial de expandirse a 3,6 MMB diarios al 2010, asumiendo la relajación de las restricciones en la inversión extranjera y el financiamiento doméstico.

En **Colombia**, los campos de Cupiana y Cusiagua están en desarrollo y se espera que entren en pleno funcionamiento en la segunda mitad de la década del 90. Los proyectos, inicialmente, alimentarán el oleoducto de exportación existente. Los desarrollos futuros dependerán de la infraestructura que se construya. Se espera que Cusiana produzca 900 MB diarios a fines de los 90, contrarrestando el declive de Caño Limón. Se asume que después del 2000 la producción de Colombia superará el millón de barriles diarios.

En **Brasil**, las perspectivas más interesantes se encuentran en los campos de aguas profundas del yacimiento Campos y en las remotas áreas del Amazonas, lejos de la infraestructura existente. Brasil tiene tecnología avanzada en lo que concierne a la producción en aguas profundas y, aunque los costos son altos, se espera que estos recursos lleven la producción a 1,3 MMB diarios en el 2010.

LA VISIÓN DEL "INTERNATIONAL ENERGY OUTLOOK 1995"

En América del Sur y América Central, se espera que tanto **Colombia** como **Perú** dupliquen sus actuales niveles de reservas hacia fines de la década del 90, tanto en los campos actualmente productores como en producción proveniente de nuevos campos. Se espera que los dos países continúen alentando las inversiones multinacionales en sus sectores petroleros. Para el año 2000, **Colombia** debería unirse a la corta lista de productores de más de un millón de barriles diarios, mientras que la producción de **Perú** debe expandirse hasta llegar a los 200,000 barriles diarios.

En ese mismo lapso, la producción de petróleo de **Brasil** también se espera que alcance el millón de barriles diarios. Sin embargo, hasta antes de las elecciones presidenciales de octubre de 1994, el gobierno brasileño limitó las inversiones extranjeras en el sector, lo que ha impedido el desarrollo de un área con un enorme potencial de producción. Se espera que **Ecuador**, que ya no es miembro de la OPEP, aumente su producción en 100,000 barriles adicionales para fines de la década, a medida que se expanda su capacidad de producción.

Fuente: World Energy Outlook, 1994; International Energy Outlook 1995.

E. LA INVERSIÓN EXTRANJERA EN LA INDUSTRIA PETROLERA MUNDIAL Y EN AMÉRICA LATINA

El crecimiento previsto de la demanda de petróleo conlleva una necesaria ampliación de la capacidad productiva en los próximos años lo que, a su vez, exige realizar inversiones que suman varias decenas de miles de millones de dólares.

La inversión en petróleo generalmente se analiza siguiendo las dos actividades básicas de la industria petrolera. La primera está relacionada con la exploración y producción de petróleo, así como el transporte de petróleo crudo, actividades comúnmente llamadas por su término en inglés: "upstream". La segunda se refiere a las actividades de refinación del crudo, transporte, almacenamiento y distribución de derivados del petróleo, llamadas actividades "downstream".

En el presente acápite se realiza un análisis sobre la inversión en petróleo, el cual se divide en tres partes:

a) las necesidades y el comportamiento de la inversión en el corto plazo en exploración y desarrollo a nivel mundial. El análisis se concentra en las actividades "upstream" debido a restricciones encontradas en la obtención de fuentes de información para las actividades "downstream".[15]

b) el comportamiento de la inversión extranjera directa (IED) de Estados Unidos en petróleo a nivel internacional en los últimos años. Como se sabe, la IED de Estados Unidos es la más importante del mundo en la actividad petrolera. En este caso, los datos analizados se refieren a la IED total de Estados Unidos en la actividad petrolera, tanto "upstream" como "downstream".[16]

c) el análisis de la IED de Estados Unidos en el sector petróleo en América Latina en el período reciente, tratando de establecer si los recientes cambios en la legislación petrolera de contratación con compañías extranjeras de los países de la región han tenido alguna incidencia en su comportamiento.

1. La inversión en petróleo a nivel mundial

La inversión total mundial en petróleo está compuesta por la inversión nacional y la inversión extranjera. La inversión nacional está compuesta por la inversión de las compañías estatales y la inversión de empresas petroleras privadas nacionales. La inversión extranjera es aquella que una empresa realiza en un territorio distinto a su país de origen. Esta inversión puede ser realizada por una empresa privada y, también, por una empresa estatal

Como ya se ha mencionado, muy difícilmente puede establecerse con exactitud la inversión petrolera en el mundo, pues no existen fuentes oficiales que procedan a una recopilación sistemática del conjunto de la inversión, nacional y extranjera, que se realiza en la actividad petrolera mundial.

Existen, sin embargo, diferentes estimaciones realizadas por consultoras privadas sobre la base de sus conocimientos de la industria y de encuestas ("surveys") a las compañías petroleras privadas y estatales. Así, por ejemplo, la firma del Reino Unido, Scottish Enterprise estima que los gastos totales en petróleo y gas a nivel mundial aumentarán de US$ 178,500 millones en 1994 a US$192 000 millones en 1999 (Oil & Gas Journal, 11/9/95, p. 32). La fuente no especifica si se refiere a gastos de capital "upstream" y "downstream", aunque cabe suponer, por la magnitud de la cifra, que ambos están incluidos.

Para la entidad financiera Salomon Brothers (Petroleum Economist, febrero de 1995), en una encuesta realizada a 316 compañías petroleras, éstas contestaron que planeaban realizar inversiones en exploración y desarrollo de petróleo y gas natural por una cifra de US$ 58 000 millones para 1995 comparado con US$ 54 900 millones en 1994. Según la misma encuesta, los gastos de capital en exploración y producción por regiones indican que cerca del 40% del total del gasto mencionado se realiza en Estados Unidos y Canadá. El 60% restante[17] se invierte en el resto del mundo (Cuadro 17).

Cuadro 17
GASTOS DE CAPITAL EN EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN EN EL MUNDO
(En miles de millones de dólares)

	1994	1995	%1995
Estados Unidos	16.10	16.68	28
Canadá	**6.62**	**6.75**	**12**
Resto del Mundo	32.23	34.65	60
TOTAL	**54.95**	**58.07**	**100**

Fuente: Salomon Brothers, citado en Petroleum Economist, Londres, febrero 1995, página 44.

La encuesta de Salomon Brothers no especifica si dentro de este cálculo se incluyen las inversiones de las empresas estatales de los países de la OPEP. Sin embargo, pareciera que no lo hacen pues, como se puede apreciar en el cuadro que se presenta a continuación, entre las 10 principales compañías que van a invertir en petróleo fuera de Estados Unidos no se encuentra ninguna mención de las empresas estatales de los países de la OPEP, que son, precisamente las más grandes del mundo: Aramco de Arabia Saudita, PDVSA, de Venezuela; NIOC, de Irán, entre otras (Cuadro 18).

Cuadro 18
INVERSIONES EN EXPLORACIÓN Y DESARROLLO FUERA DE ESTADOS UNIDOS
(En miles de millones de dólares)

	1995	1994	variación %
Royal Dutch/Shell	4 000	3 650	9,6
Exxon	**3 100**	**2 900**	**6,9**
Elf Aquitaine	2 613	3 224	-19,00
Agip	**2 210**	**1 705**	**29,6**
YPF	1 514	974	55.4
British Petroleum	1 500	1 500	--
Mobil	1 450	1 400	3,6
Total	**1 300**	**1 300**	--
Statoil (Noruega)	1 275	1 260	1,2
Amoco	1 085	1 070	1,4

Fuente: Salomon Brothers, Citado en Petroleum Economist, febrero 1995, p. 44.

La compañía Arthur Andersen, en una encuesta efectuada a 216 compañías, la misma que incluye a 16 compañías domiciliadas fuera de Estados Unidos, establece que la inversión en exploración y producción en Estados Unidos en 1994 se elevó a US$ 16 100 millones (citado en Oil & Gas Journal, 18/9/95, p. 28). Como se puede apreciar, esta cifra coincide exactamente con aquella proporcionada por Salomon Brothers.

De otro lado, la misma encuesta afirma que la inversión en el extranjero de empresas de Estados Unidos en ese mismo año fue de US$ 14 600 millones. Esta cifra no es comparable con la de Salomon Brothers, pues se trata tan sólo de la inversión de empresas de Estados Unidos.

Lo que queda claro de este breve análisis es que las inversiones anuales en exploración y desarrollo ("upstream") en el sector petróleo podrían estar en niveles del orden de los US$ 58 000 millones anuales. Esta cantidad sería mayor si es que las encuestas mencionadas no han tomado en cuenta las inversiones en exploración y desarrollo realizadas por las compañías estatales de los países miembros de la OPEP.

2. Las inversiones en exploración y desarrollo en el mundo a mediano plazo

El pronóstico de las necesidades de inversión en exploración y desarrollo de petróleo en el corto y mediano plazo, a nivel mundial, también debe obtenerse de organismos y publicaciones especializadas.

Para la OPEP, las inversiones necesarias en **exploración y desarrollo a nivel mundial** en el período 1995-2000 podrían llegar a más de US$ 300 000 millones, de los cuales US$ 100 000 millones deben invertirse en los países de la OPEP y los US$ 200 000 millones restantes en otras regiones (Ibrahim, A.H. Ismail, funcionario de OPEP, en Oil & Gas Journal, 26/12/94, p. 40). (Cuadro 19).

La cifra de US$ 100 000 millones consignada para ser invertida en los países de la OPEP puede parecer pequeña en relación al total de US$ 300 000 millones, sobre todo si se sabe que más del 75% del aumento de la capacidad de producción de 8 MMBD hasta el año 2000 se llevará a cabo en los países de la OPEP.

Pero debe tomarse en cuenta que la mayor parte de las inversiones en los países de la OPEP se realizarán en el **desarrollo** de sus reservas probadas puesto que no hay grandes necesidades de inversiones en exploración de petróleo.

Cuadro 19
NECESIDADES DE FINANCIAMIENTO AL AÑO 2000
(En millones de dólares)

OPEP		**100**
Financiamiento Propio	66	
Financiamiento Externo	34	
RESTO DEL MUNDO		**200**
TOTAL		**30**

Fuente: Oil & Gas Journal, 26/12/94, p. 40.

Recuadro 5

EL FINANCIAMIENTO BANCARIO AL SECTOR ENERGETICO Y PETROLERO

El financiamiento bancario a las empresas del sector energético ha tenido un crecimiento espectacular en los últimos años y, sobretodo en 1994.

La razón fundamental radica, de un lado, en la caída de los mercados internacionales de capital (que estaban financiando una buena parte de los proyectos mediante la compra de emisiones de acciones y la suscripción de bonos de las empresas energéticas) debido a diversos problemas financieros y, de otro, al aumento de la competitividad de los bancos motivada por la disminución de las tasas de interés, que comenzara en febrero de 1994 en Estados Unidos y luego se extendiera, con altibajos, a casi todos los países industrializados.

Así, en 1994, el financiamiento bancario para préstamos energéticos a nivel mundial creció en un 50% con respecto a 1993, situándose en US$ 148,000 millones. El volumen de nuevos créditos a las industrias generadoras de energía creció en 20%, llegando a US$ 47,000 millones, mientras que los créditos a la industria de petróleo y gas natural aumentaron en 60%, de US$ 62,000 millones en 1993 hasta un poco más de US$ 100,000 millones en 1994.

Medida en número de préstamos, la industria de petróleo y gas obtuvo 578 préstamos en 1994, apenas inferior a los 582 préstamos de 1993, mientras que los créditos a las industrias generadoras de energía aumentaron de 257 en 1993 a 281 en 1994.

En 1994, casi todas las regiones aumentaron el volumen de sus préstamos, con la excepción de América Latina y el Caribe. Como siempre, Estados Unidos y Canadá dominaron el mercado financiero energético de préstamos con US$ 90,000 del total de US$ 148,000 millones, es decir, el 60%.

El financiamiento bancario se dirigió a cubrir las diversas necesidades de las empresas del sector energético: refinanciamiento de préstamos existentes, fusiones y adquisiciones, capital de trabajo, financiamiento de actividades de exploración y desarrollo de petróleo y gas natural, así como financiamiento de proyectos ("project finance"). Se hace especial mención al extraordinario crecimiento del "project finance" en los países asiáticos: Indonesia, Malasia, Tailandia y China.

Los 20 bancos más importantes en el financiamiento de proyectos relacionados con la industria petrolera y de gas natural en 1994 fueron:

	Monto US$ millones	Cantidad
1) JP Morgan	16,035	41
2) Chemical Bank	14,493	64
3) Citicorp	12,824	84
4) Chase Manhattan Bank	10,493	60
5) Bank of America	7,160	50
6) NationsBank	6,431	77
7) ChiaoTung Bank	5,529	1
8) Barclays Bank	3,393	26
9) CSFB/Credit Suisse	3,219	25
10) First National Chicago	3,190	20
11) Bank of Nova Scotia	3,024	12
12) Royal Bank of Canada	3,003	16
13) Swiss Bank Corporation	2,882	11
14) Union Bank de Suiza	2,484	28
15) ABN-Amro Bank	2,478	30
16) IBJ	2,448	17
17) NatWest Markets	2,189	18
18) Bank of Tokyo	1,993	19
19) Bank of New York	1,750	12
20) Bankers Trust	1,740	10

Fuente: "Petroleum Economist" ("Borrowers never had it so good", junio 1995)

En lo que concierne al financiamiento de las inversiones que deben realizarse **en los países de la OPEP**, se estima que las 2/3 partes, lo que equivale a US$ 66 000 millones, será provisto por los países de la OPEP. El resto, o sea US$ 34 000 millones, debiera provenir de contribuciones de firmas extranjeras, bancos e instituciones financieras.

3. La IED de Estados Unidos en el sector petrolero

a) Consideraciones generales

En los últimos años el comportamiento de la IED de las Empresas Transnacionales (ETN) petroleras ha tenido, según UNCTAD, un crecimiento lento: "Las compañías de la industria petrolera -típicamente prominentes dentro de las 100 ETN más importantes- crecieron lentamente debido a la caída de la demanda y a los bajos precios del petróleo. En general, su ubicación dentro de las 100 principales empresas ha descendido. Tradicionalmente, estas ETN tienen la mayor parte de sus activos en el extranjero, en respuesta a la ubicación geográfica de los yacimientos de petróleo y reflejando, también, la alta intensidad de capital de esta industria" (UNCTAD, World Investment Report 1994: Transnational Corporations, Employment and the Workplace, Nueva York/Ginebra, 1994, p. 10).

El estudio de UNCTAD también consigna un "ranking" de las 100 ETN más importantes por la cantidad de activos que poseen en el extranjero. De éstas, doce (12) pertenecen a la industria petrolera, de las cuales seis (6) son norteamericanas.

Como no se cuenta con información de la IED de todos los países en el sector petróleo, no es posible realizar un análisis completo como hubiera sido deseable. Sin embargo, dada la predominancia de las ETN de Estados Unidos en la actividad petrolera, lo cual ha sido una constante en el sector desde hace muchos años, un estudio de estas empresas permite aproximarse al comportamiento de la IED total en el sector. La publicación oficial del gobierno de Estados Unidos, el Survey of Current Business, del Departamento de Comercio, publica periódicamente estadísticas sobre los gastos de capital de las ETN de Estados Unidos en el extranjero.

Es importante resaltar que las cifras sobre gasto de capital que proporciona el Survey of Current Business se refieren a todas las actividades de la industria petrolera, es decir tanto al sector de exploración y desarrollo de petróleo, como a las actividades de refinación, transporte, almacenamiento y distribución de petróleo

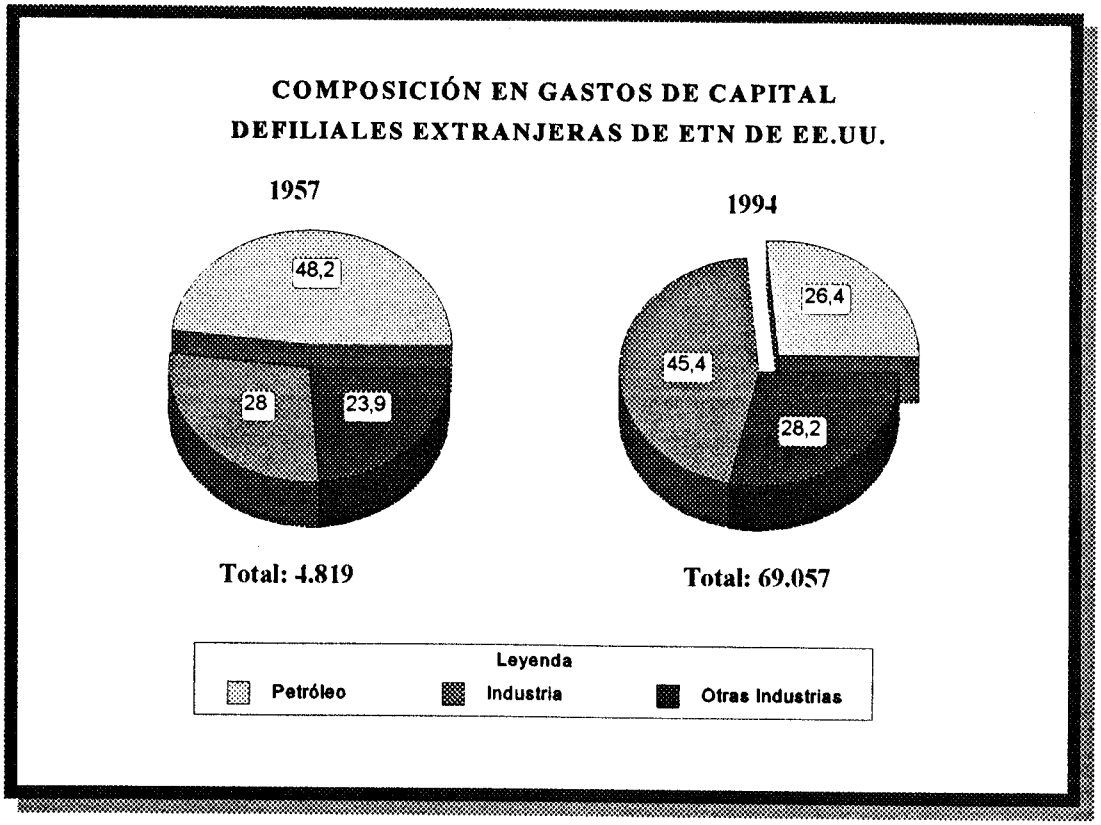
b) Comportamiento en el período 1957-1994

Los gastos de capital de las ETN de Estados Unidos en el sector petróleo en el extranjero han venido descendiendo en términos relativos en los últimos 37 años, con respecto a los gastos de capital totales. En 1957, las ETN petroleras tenían la participación más alta en los gastos de capital de todas las ETN: 48.2%. Las ETN del sector industria representaban el 28.0%. En tercer lugar figuraban las ETN del sector "otras industrias", con el 23.9% (Cuadro 20).

Cuadro 20
GASTOS DE CAPITAL DE FILIALES EXTRANJERAS DE ETN DE EE. UU.
(En porcentaje)

	1957	1994
Petróleo	48.2	26.4
Industria	**28.0**	**45.4**
Otras Industrias	23.9	28.2
Monto total (en US$ millones corrientes)	**4 819**	**69 057**

Gráfico 10



Fuente: Survey of Current Business, septiembre de 1994

En el período 1957-1994, sin embargo, el gasto de capital en la industria creció más rápidamente que el de las petroleras. Así, en 1994, la participación del gasto total en el rubro industria ascendió al 45% del total, superando ampliamente al de las petroleras: 26.4%. La participación de "otras industrias" ascendió ligeramente al 28.2% (Survey of Current Business, septiembre de 1994, p.65).

La disminución en los gastos de capital en el rubro petróleo obedece a cambios fundamentales en la industria en general, puesto que el aumento de la inversión manufacturera está relacionado con el proceso de innovaciones tecnológicas y de globalización, lo que incluye la deslocalización de la producción industrial.

Asimismo, han habido cambios en la propia industria petrolera que han incidido en la reducción de la participación de las ETN de Estados Unidos en la producción de crudo de algunos de los países productores de petróleo más importantes, sobre todo en la década del setenta, cuando se producen las nacionalizaciones en los países de la OPEP (Irán, Arabia Saudita, Venezuela, entre otros). Otro de los factores que ha incidido en la reducción de la IED en petróleo, en relación al observado en el sector industrial, ha sido la reducción de los precios internacionales del petróleo lo cual ha disminuido los márgenes de rentabilidad tradicionalmente altos obtenidos en la actividad petrolera.

Puede observarse, por ejemplo, que los aumentos en los gastos de capital en el extranjero de las EMN de Estados Unidos muestran una estrecha correlación con las variaciones del precio del petróleo en el mercado internacional. Así, en el período 1970-1990, se puede apreciar que (véase Gráfico 11) aumentan los gastos de capital cuando aumentan los precios ("shocks" petroleros de 1973-1974 y de 1979-1981), mientras que estos mismos gastos descienden cuando bajan los precios internacionales.

A partir de fines de la década del ochenta sin embargo, a pesar de no producirse un aumento importante en el precio internacional del petróleo, se registra un fuerte incremento de los gastos de capital en petróleo, con relación a años anteriores.

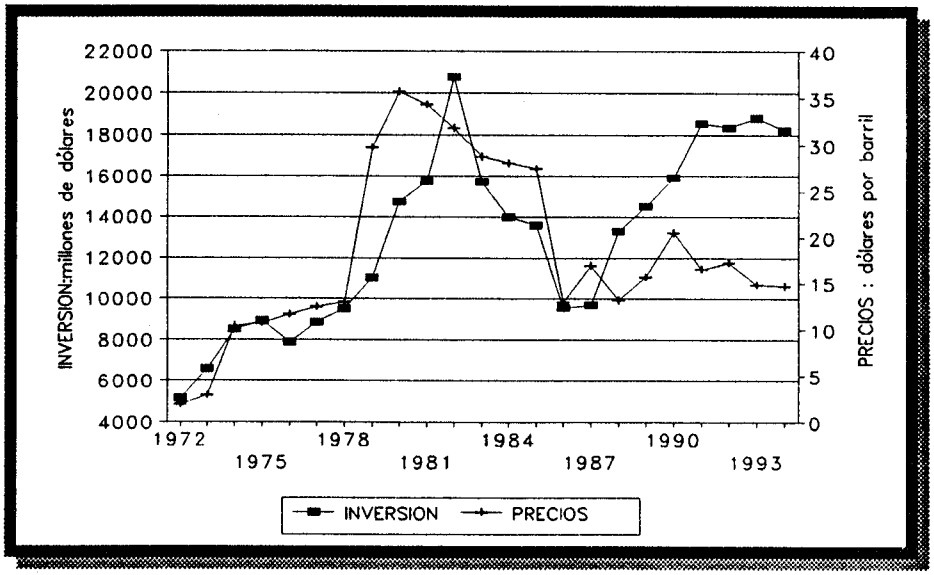
Así, de 1989 a 1990, los gastos de capital tienen un incremento de 10% (de US$ 14 519 a US$15,922 millones). En 1991 se produce un aumento aún superior, llegando la inversión a US$18 556 millones (Cuadro 21).

El incremento refleja un aumento en el énfasis en la exploración y desarrollo de petróleo en el extranjero en el período, el cual se explica por las siguientes causas, según el Survey of Current Business:

"1) Las reservas de petróleo y gas en el extranjero son potencialmente superiores a las de Estados Unidos y pueden desarrollarse a costos más bajos que los de ese país.

2) Los gobiernos de los países anfitriones, en general, han modificado sus políticas petroleras y ahora ofrecen licencias de producción e incentivos financieros favorables; en particular, cabe mmencionar los cambios en la legislación tributaria en el Mar del Norte;

Gráfico 11
EVOLUCIÓN DE LA INVERSIÓN DE ESTADOS UNIDOS Y LOS PRECIOS DEL PETRÓLEO (1970 -1994)



Fuente: BP Statistical Review of Word Energy 1994.
Survey of Current Business, septiembre de 1994.

Cuadro 21
GASTOS DE CAPITAL DE ETN DE ESTADOS UNIDOS POR REGIONES: 1989 - 1994
(En millones de dólares)

	% 1989	1989	1990	1991	1992	1993	1994	% 1994	TOTAL
Total	100.00	14 519	15 922	18 556	19 610	18 835	18 231	100	105 673
Canada	**17.24**	**2503**	**2 533**	**2 069**	**1 749**	**2 097**	**2 215**	**12.46**	**13 166**
Europa	42.75	6 207	7 422	9 555	9 882	8269	7365	46.09	48 700
América Latina	**5.12**	**743**	**875**	**828**	**876**	**1 044**	**1 138**	**5.21**	**5 504**
África	6.32	917	1 398	1 415	1 326	1 515	1 399	7.54	7 970
Medio Oriente	**2.28**	**331**	**600**	**568**	**895**	**671**	**491**	**3.37**	**3 556**
Asia/ Pacífico	20.81	3 021	2 892	3 717	4 562	4 722	5 171	22.79	24 085
Otros	**5.49**	**797**	**203**	**404**	**319**	**516**	**452**	**2.55**	**2691**

Fuente: Survey of Current Business, marzo 1993 (pp. 60-62) y septiembre 1994 (pp. 67-68).

3) Los costos de transporte y desarrollo del petróleo se han reducido en el área del Mar del Norte y han mejorado las tasas de retorno de la inversión;

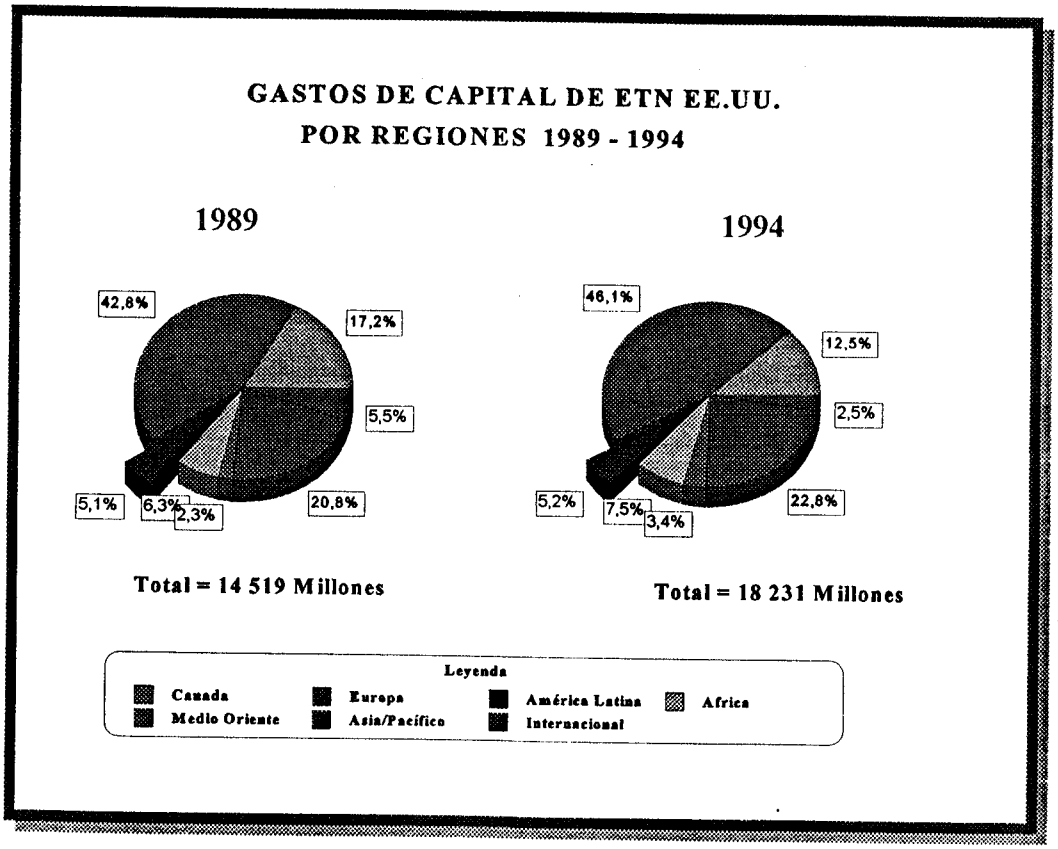
4) La crisis del Golfo Pérsico de 1991 incentivó a las empresas petroleras a tratar de ubicar y desarrollar reservas de petróleo crudo en otras zonas geográficas;

5) Las preocupaciones sobre el medio ambiente en Estados Unidos tienden a reducir las áreas de explotacion petrolera en el pais. En Europa, estas preocupaciones han alentado la inversión en infraestructura para gas natural (la que también se incluye en el rubro petróleo), lo que está llevando al desplazamiento del petróleo y del carbón en la generación de energía eléctrica" (Survey of Current Business, setiembre de 1991, p. 34).

Los gastos de capital sufren un importante aumento hasta 1992, llegando a US$ 19,610 millones. En 1993 y 1994 descienden ligeramente (5%), manteniéndose por encima de los US$ 18 000 millones, lo que supera los niveles anteriores a 1991.

El estancamiento habria sido causada por "la continuada debilidad de los precios del petróleo -que se da como consecuencia de la sobreoferta de petróleo existente debido al prolongado período de poco dinamismo en la actividad industrial mundial- lo que aparentemente está restringiendo el crecimiento del gasto de capital en el extranjero" (Survey of Current Business, marzo 1993, p. 51).

Gráfico 12



c) Gastos de capital por regiones: Período 1989-1994

La mayor parte de los gastos de capital en petróleo de las ETN de Estados Unidos en el período 1989-1994 se realizó en Europa, principalmente en los campos del Mar del Norte del Reino Unido y, en menor proporción, en Noruega. Le sigue en importancia los gastos de capital en Canadá.

Sin embargo, desde 1990-1991 se aprecia un notable incremento de los gastos de capital en los países asiáticos, el mismo que pasa de US$ 2 892 millones en 1990 a US$ 5 171 millones en 1994 (véase nuevamente el Cuadro 21). El incremento está directamente relacionado con las crecientes necesidades energéticas causadas por el rápido crecimiento económico de la región. Entre las inversiones más importantes se tiene: el aumento de gastos de exploración y desarrollo en Indonesia; la expansion de refinerías en Tailandia y Singapur y el desarrollo de campos de gas natural en Malasia, y en China para la construcción de un gran proyecto de extracción de gas natural, así como para extracción de petróleo. En Filipinas se plantea la expansión de redes de comercialización minorista.

Las inversiones en Africa se han mantenido estables, alrededor de los US$ 1 300 millones anuales. Las mayores inversiones se concentran en Nigeria, Egipto y Africa del Sur. En los últimos años se han incrementado las inversiones en exploración y desarrollo en Angola.

Los gastos de capital en América Latina ascendieron a US$ 1 138 millones en 1994, lo que significa un incremento de 53% desde 1989. Un análisis detallado de estas inversiones se presenta en el siguiente acápite.

En el Medio Oriente los gastos de capital fueron de US$ 491 millones en 1994, lo que constituye la cifra más reducida de la inversión de las ETN de Estados Unidos en las diferentes regiones. Esto se debe a que allí se encuentran buena parte de los países de la OPEP en los cuales la industria petrolera es estatal. De los países de la Región en que existe inversión de Estados Unidos, en los últimos años éstas han aumentado en Yemen y los Emiratos Arabes Unidos.

Rusia todavía no figura en las estadísticas del Survey of Current Business. Se menciona que podrían efectuarse importantes inversiones si se clarifica la situación legal. Hay planes para inversiones en Siberia por parte de compañías como Amoco, Enron, Conoco y otras.

d) Los gastos de capital en América Latina

En el período 1983-1994, el total de gastos de capital de las ETN de petróleo de Estados Unidos en América Latina[18] ascendió a US$ 10 190 millones (Cuadro 22), de los cuales US$ 7 409 millones, el 72.7% correspondió a **América del Sur**. A **América Central** se destinaron US$ 553 millones, el 5.4%, y a **Otros Hemisferio Occidental** US$ 2 227 millones, el 21.8%.

La participación de América Latina en el total de gastos de capital de las ETN de Estados Unidos representa el 5.21%, lo que la sitúa detrás de Europa, el sudeste asiático y también (aunque

Cuadro 22
GASTOS DE CAPITAL DE ETN DE PETRÓLEO DE ESTADOS UNIDOS EN AMÉRICA LATINA

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	Total	%
Total América Latina	995	820	952	729	574	616	743	975	875	876	1044	1138	10 190	100
América del Sur	809	641	799	526	442	440	544	574	624	584	712	714	74 09	73
Otros Hemisf. Occ.	27	118	113	168	102	144	159	270	168	246	280	332	2 227	22
America Central	59	61	39	36	29	32	40	31	36	46	52	92	553	5.4

Nota: América Central incluye a México
Otros Hemisferio Occidental incluye a Bahamas, Barbados, Bermudas, República Dominicana, Jamaica, Antillas Holandesas, Trinidad y Tobago, Islas del Caribe del Reino Unido y otras.
Fuente: Survey of Current Business, marzo 1993 (pp. 60-62).

en menor medida) de Africa. Los gastos de capital de ETN de Estados Unidos en América Latina[19] han seguido la misma tendencia observada a nivel mundial. De 1983 a 1988 descienden de US$ 995 millones hasta US$ 616 millones. De 1989 en adelante se observa una recuperación, pues aumentan a US$1 138 millones en 1994, cifra que, sin embargo solo es superior en 11% a la de 1983.

Con el objetivo de lograr un análisis detallado de las inversiones de las ETN de Estados Unidos por períodos, se procedió a agrupar el total de gastos de capital en dos períodos, 1983-1988 y 1989-1994.

El resultado fue el siguiente: la distribución fue más o menos similar en ambos períodos en **América del Sur** y **América Central** (Cuadro 23). Sin embargo, en **Otros Hemisferio Occidental**, los gastos de capital casi se duplican en el período 1989-1994 con respecto a 1983-1988 debido, fundamentalmente a mayores gastos de capital en **Trinidad y Tabago**.

En lo que concierne a América del Sur en el período 1983-1994, los gastos de capital de las ETN de Estados Unidos se concentraron en cuatro países: **Argentina**, **Brasil**, **Colombia** y **Ecuador**. El total para estos países ascendió a US$ 6 900 millones en el período 1983-1994, lo que representa el 79% del total de América del Sur (Gráfico 9 y Anexo 4).

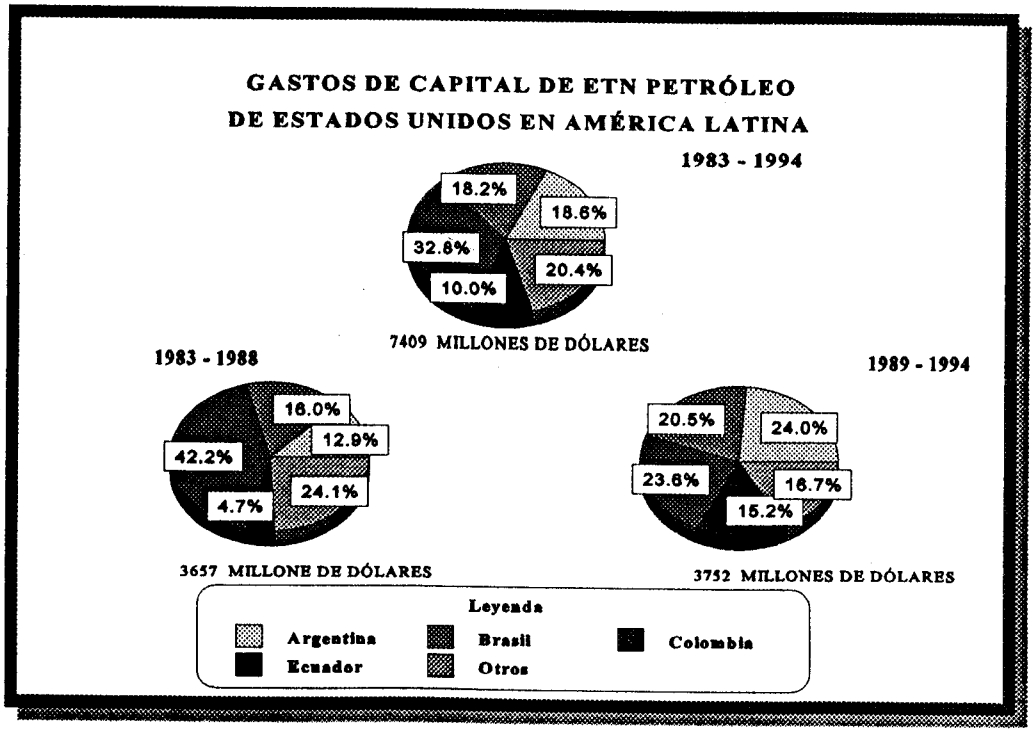
El país que captó la mayor cantidad de inversiones fue **Colombia**, con US$ 2 430 millones, lo que representa el 32.8% del total para América del Sur. En **Colombia** los gastos de capital más importantes se dieron en el período 1983-1988 con US$ 1 545 millones, mientras que en el período 1989-1994 se redujeron a US$ 885 millones[20].

CUADRO 23
GASTOS DE CAPITAL DE ETN DE PETRÓLEO DE ESTADOS UNIDOS EN AMÉRICA LATINA 1983-1994

PAÍSES	1983-88	%	1989-94	%	TOTAL	%
Argentina	473	13	902	24	1 375	19
Brasil	584	16	768	20	1 352	18
Colombia	1 545	42	885	24	2 430	33
Ecuador	172	5	571	15	743	10
Otros	883	24	626	17	1 509	20
TOTAL	3 657	100	3752	100	7 409	100

Fuente: Survey of Current Business, marzo de 1993 y septiembre 1994. Elaboración Propia

Gráfico 13



Fuente: Survey of Current Business, marzo 1993 (pp. 60-62) y septiembre 1994 (pp. 67-68).

Siguen en importancia **Argentina** y **Brasil**, con US$ 1 375 y US$ 1352 millones, respectivamente, lo que representa, para cada uno de ellos, el 18% del total de los gastos de capital efectuados en el período. En el caso de **Argentina**, los gastos de capital son mucho más importantes en el período 1989-1994 (US$ 902 millones), que en el período 1983-1988 (US$ 473 millones). Esto podría estar reflejando las modificaciones ocurridas en la legislación petrolera en ese país desde 1989.

En el caso de **Brasil**, los gastos de capital también aumentan en el período 1989-1994, lo que seguramente refleja inversiones en el sector "downstream" pues desde 1988 se prohibió la inversión de compañías extranjeras en la exploración de petróleo.

En cuarto lugar viene **Ecuador**, con un total de US$ 743 millones para el período 1983-1994, lo que representa el 10% del total. En este caso, los gastos de capital en el período 1989-1994 triplican (US$ 571 millones) a los efectuados en 1983-1988 (US$ 172 millones).

En el caso de **Perú**, lamentablemente no es posible efectuar el mismo análisis puesto que el SCB no la proporciona, debido a que no puede proporcionar información sobre compañías individuales. Sin embargo, puede apreciarse que los gastos de capital en Perú en el período 1983-1987 tuvieron una cierta importancia, superando a los gastos de capital efectuados en Ecuador (Anexo 4).

En el caso de **Venezuela**, el SCB tampoco proporciona la información, por consideraciones similares a las del caso peruano. En este caso, los montos son pequeños en relación a los países arriba mencionados, salvo en 1994, cuando se triplican, llegando a US$ 101 millones. Cabe señalar que en todo el período, las inversiones realizadas en **Venezuela** se dan en el sector "downstream" puesto que, desde 1975, se nacionalizó la actividad petrolera y no se permitieron actividades "upstream" por parte de compañías extranjeras. Esto se ha modificado recientemente y podría explicar el aumento de los gastos de capital consignado en 1994.

Por los mismos motivos, tampoco es posible realizar el análisis de **Chile** y de los países considerados en el rubro Otros, que corresponden a **Bolivia** y **Paraguay**. En los años que se consigna información para **Chile**, nunca superan los US$ 10 millones. En el rubro Otros, se consignan inversiones de US$ 20 a US$ 40 millones en algunos años, con cifras menores en otros años (por ejemplo US$ 6 millones en 1986).

Para América Central, como ya se ha señalado, los gastos de capital son bastante menores y se concentran en **Panamá**, país en el cual hay importantes actividades "downstream", en buena medida relacionadas con el Canal de Panamá. Si bien no se dispone de información para todos los años, puede apreciarse que los gastos de capital son más importantes en el período 1984-1986, disminuyendo fuertemente en los años posteriores. En **Guatemala** se realizan inversiones sostenidas a lo largo del período, las que oscilan alrededor de US$ 10 millones anuales. En el caso de **México**, las inversiones en todo el período son menores, entre US$ 3 a US$ 5 millones anuales. Como se sabe, en el caso de México, el sector "upstream" así la gran mayoría de actividades "downstream" son realizadas exclusivamente por PEMEX, empresa estatal de petróleo de ese país.

En el rubro Otros de **América Central** se considera al resto de los países. Las inversiones oscilan alrededor de US$ 18 millones y se concentran en los sectores "downstream".

En el caso de **Otros Hemisferio Occidental**, como ya se ha visto, la inversión se duplica en el período 1989-1994. Parecería que este incremento de los gastos de capital se realiza en **Trinidad y Tabago**, a pesar de que en algunos años el SCB no consigna información para este país, por las mismas consideraciones arriba señaladas. Sin embargo, al analizar los gastos de capital para el período 1983-1988 y los años 1991 y 1993 -para los cuales sí existe información- se encuentra que los gastos de capital en **Trinidad y Tabago** ascienden a US$ 849 millones, el 38% del total para **Otros Hemisferio Occidental**. Es de suponer que este porcentaje aumentaría si se consignaran los gastos de capital en ese país para 1989, 1990, 1992 y 1994.

Cabe resaltar que no existen inversiones significativas en los dos países petroleros más grandes de América Latina: México y Venezuela, pues en el período analizado, la legislación de ambos países reserva otorga el monopolio de la inversión en exploración y desarrollo a las compañías petroleras estatales.

La recuperación de los gastos de capital en los últimos años en la industria petrolera de algunos países de la región es aún bastante débil y se concentra en pocos países. De hecho, los análisis del Survey of Current Business hacen poca mención del aumento en los gastos de capital en petróleo en América Latina e inciden, más bien, en la recuperación de los gastos de capital en el sector industrial y el sector "otras industrias", los que han tenido un crecimiento importante en los últimos años.

F.TENDENCIAS FUTURAS DE LA INVERSIÓN EXTRANJERA

En los próximos años se prevé un aumento importante de la inversión extranjera en el sector petróleo y gas en América Latina, por las siguientes razones:

i) Las consideraciones sobre la seguridad energética de Estados Unidos. Por consideraciones geopolíticas, para el gobierno de los Estados Unidos, así como para las compañías petroleras, es importante disminuir la dependencia de las importaciones de petróleo proveniente de los países del Medio Oriente[21]. Las importaciones de petróleo crudo de los Estados Unidos han venido aumentando en los últimos años (Cuadro 24). En 1991, por ejemplo, ascendieron a 5.57 MMBD, cifra que aumentó a 6.988 MMBD en 1995, lo que representa más del 30% del consumo total de hidrocarburos de ese país.

Al mismo tiempo, se ha producido una modificación en lo que concierne al origen de las importaciones. De 1991 a 1995, el porcentaje de importaciones provenientes del Hemisferio Occidental (América Latina y Canadá) ascendió del 43% al 50.1%, mientras que las importaciones extrarrregionales, en gran medida provenientes de los países del Medio Oriente cayó del 57% al 49.9%.

CUADRO 24
IMPORTACIONES DE CRUDO DE ESTADOS UNIDOS 1991 - 1995
(En miles de barriles diarios)

	1991	1993	1995	% 1991	% 1995
América Latina	1 625	2 027	2 494	29.1	35.7
Canadá	**774**	**807**	**1 007**	**13.9**	**14.4**
Sub-total	2 399	2 834	3 501	43.0	50.1
Extrarregionales	**3 171**	**3 612**	**3 487**	**57.0**	**49.9**
Total	5 570	6 446	6 988	100.0	100.0

Nota: Las cifras corresponden al período enero-mayo de cada año.

Fuente: Oil & Gas Journal, 21/8/95, p. 26.

Según el Oil & Gas Journal, los países de América Latina que más incrementaron sus exportaciones a Estados Unidos fueron:

- Venezuela, con 1,130 MBD: 520 MBD más que en 1991;
- México, con 958 MBD: 201 MBD más que en 1991.
- Ecuador, con 123 MBD: 73.7 MBD más que en 1991.
- Colombia, con 183 MBD: 54.2 MBD más que en 1991.

Las consideraciones relacionadas con la seguridad energética de Estados Unidos constituyen, entonces, uno de los elementos que debería incidir en el aumento de las inversiones de compañías petroleras de los Estados Unidos en América Latina[22].

ii) Las perspectivas de crecimiento económico de la región. Hasta hace unos años, la lógica de funcionamiento de las grandes compañías petroleras privilegiaba la extracción del petróleo crudo de las zonas productoras para atender el consumo de los países industrializados, donde se concentraba el crecimiento económico y las necesidades de petróleo para los sectores energético y de transporte automotríz.

En la actualidad, las mayores tasas de crecimiento económico previstas para los próximos 15 años en los países en desarrollo (principalmente en el Sudeste Asiático) han producido importantes modificaciones en las políticas de las compañías petroleras. Ahora se considera importante participar en los mercados de los "países emergentes" pues constituyen fuentes importantes de oportunidades de negocios en todas las actividades de la industria, tanto "upstream" como "downstream"[23].

En el período 1992-2010 se proyectan, para América Latina y el Caribe, tasas de crecimiento económico promedio anual de 3.7% para el 2010. Otros analistas pronostican tasas de crecimiento anual de 5% para el mismo período, es decir, en niveles similares a los del Sudeste Asiático. También se proyecta una tasa de aumento de la población del 2.2% anual para el mismo período.

Este crecimiento económico y de la población necesitará la ampliación de la infraestructura energética y de transporte existente, para lo cual se requerirán importantes inversiones. Según OLADE, sólo para el sector petrolero se necesitarán inversiones por US$ 130 000 y US$169 000 millones en los períodos 1990-2000 y 2000-2010, respectivamente.

Estas nuevas inversiones, tanto en el sector de exploración y desarrollo de petróleo, como en el transporte, refinación, almacenamiento y comercialización de derivados del petróleo, deberán ser realizadas, en conjunto, por la inversión nacional y la inversión extranjera.

Según el vicepresidente de Texaco para América Latina:

> "América Latina constituye ahora un gran mercado energético y las proyecciones indican un fuerte crecimiento. Si bien el mercado automotor es de 40 millones de unidades, esta cantidad es inferior al número de automóviles por habitante de Estados Unidos y Europa. Con el aumente del crecimiento económico, aumentarán también las necesidades de consumo de energía. El consumo diario de energía de América Latina ha aumentado en cerca de 1,5 millones de barriles diarios equivalente de petróleo en menos de 5 años. Y se espera que aumente en 2 millones de barriles diarios adicionales para el año 2000" (Eugene Celentano, Fueling a Continent: The future of the Oil Industry in Latin América, en Oil and Gas in Latin América, 1995, suplemento especial de Latin Finance, p. 4).

Las perspectivas de crecimiento económico constituyen, entonces, un elemento importante que refuerza la tendencia al aumento de la inversión extranjera en el sector petróleo y gas de la región.

iii) Cambios en los regímenes de tratamiento al capital extranjero en la industria petrolera en los países de la región. Los cambios ocurridos en el tratamiento al capital extranjero en los países de la Región, particularmente en el sector petrolero, constituyen un incentivo al aumento de la inversiones provenientes de esos países.

En los últimos años, varios países de América Latina han puesto en marcha diversas reformas en el sector energético, las mismas que tienden a asegurar su desarrollo incentivando la inversión extranjera y nacional.

En varios países se ha procedido a la desregulación de los mercados energéticos, lo que incluye al mercado como determinante de la fijación de precios de los combustibles. En el campo institucional, algunos países han implementado diversas estrategias para potenciar las empresas petroleras lo que, en determinados casos, incluye la privatización[24].

Para propiciar el aumento de la inversión extranjero en exploración de petróleo con el objetivo de descubrir nuevas reservas de petróleo, varios países de la región han modificado la legislación de contratación para exploración de petróleo con empresas extranjeras, otorgando incentivos significativos.

Estos cambios inciden, en lo esencial, en la disminución de las tasas impositivas a las compañías extranjeras, la libre disponibilidad del crudo extraído y condiciones más flexibles en diferentes aspectos técnicos de los contratos petroleros (ampliación de los plazos de exploración, eliminación de la obligación de perforar pozos exploratorios, entre otros).

Incluso países como Brasil y Venezuela, donde la legislación prohibía las inversiones extranjeras en exploración y desarrollo en las actividades "upstream" y en buena parte de las actividades "downstream", han efectuado cambios importantes para permitir las inversiones extranjeras en ambas actividades de la industria[25].

Aunque es temprano aún para medir con exactitud el impacto de estas medidas en nuevos flujos de inversión extranjera hacia la Región en la actividad petrolera, es marcadamente perceptible un clima que propicia el incremento de las inversiones.

iv) El desarrollo de la industria de gas natural y la integración energética de la región. Hasta hace pocos años, el consumo de gas natural en América Latina estaba poco desarrollado, con la excepción de algunos países (como Argentina y Venezuela). Así, el lento crecimiento en el consumo de gas determinó que su participación en el balance global de energía primaria de la región sólo sea de un 20% y de 9% en el balance de energia final (Carlos Jaramillo Martínez, La situación y perspectivas del gas natural en los mercados internacionales, en Revista Energética, OLADE, Año 19, # 2, mayo-agosto de 1995).

Recientemente, sin embargo, se ha puesto en marcha una serie de proyectos destinados a aprovechar la dotación de reservas de gas natural de América Latina (que supera, por ejemplo, a la de Estados Unidos). Se espera que América Latina duplique su consumo actual de gas natural de 56 000 millones de metros cúbicos (MM3) para el año 2010, igualando el porcentaje del Sudeste Asiático[26].

Estos proyectos propician el desarrollo de la infraestructura necesaria para su consumo en los mercados internos de los países de la región, al mismo tiempo, que impulsan la integración energética; los países que carecen de gas natural se abastecerán de las reservas de países vecinos mediante la construcción de gasoductos en diferentes países de América Latina.

En lo que concierne al desarrollo de la infraestructura necesaria para el consumo en los mercados internos, se tiene el programa de gasificación de Colombia, con un monto de inversión de US$ 3 000 millones. El proyecto consiste en el tendido de más de 2 000 km de gasoductos a zonas residenciales e industriales con lo cual se triplicará el consumo entre 1993 y el 2010.

En Brasil, el gas natural sólo participa con un 5% en el balance global de energía. Sin embargo, PETROBRAS tiene el mandato de aumentar la participación del gas natural al 9.8% en el 2000 y a 11.9% en el 2010.

Para el impulso de la integración energética regional, están en marcha y/o programados diversos gasoductos internacionales, los mismos que deben entrar en actividad en los próximos 10 años. Los proyectos para la construcción de gasoductos en diferentes países de la región ascienden, actualmente a US$ 9 000 millones.

Los dos proyectos más importantes son los gasoductos Bolivia-Brasil y Argentina-Chile.

El gasoducto Bolivia-Brasil es el proyecto más ambicioso de América Latina comienza en Santa Cruz, Bolivia, y llega a Sao Paulo, Brasil. Se espera que esté terminarlo para fines de siglo.

También aparece como probable la construcción de un gasoducto Argentina-Chile, con dos consorcios compitiendo por el proyecto con propuestas similares. Las dos propuestas de gasoducto terminan en Santiago de Chile.

Otros proyectos de gasoducto incluyen: un gasoducto de Bolivia al norte de Chile; un gasoducto Bolivia-Paraguay; una rama de Perú para el gasoducto Bolivia-Brasil y una red doméstica de gasoductos en Colombia, la misma que unirá a todas las grandes ciudades en un solo sistema interconectado nacional.

Según cifras de OLADE, los proyectos para la construcción de gasoductos en diferentes países de la región ascienden actualmente a US$ 6 000 millones (Cuadro 25), concentrándose sobretodo en el Cono Sur.

En un plazo más largo -15 años- se espera que el yacimiento de Camisea, en Perú y Bolivia con Brasil y en Argentina con Brasil y Paraguay.

v) La inversión extranjera en exploración y desarrollo. Debe tenerse en cuenta que para la atracción de inversiones en exploración y desarrollo de petróleo, debe existir un potencial petrolero que permita el aumento de las reservas probadas y la explotación de las reservas ya descubiertas.

En lo que concierne a las reservas probadas de petróleo ya descubiertas, es evidente que los mejores yacimientos se concentran en dos países: Venezuela y México. En Venezuela, existen importantes proyectos de "joint-ventures" de PDVSA con compañias extranjeras para la explotación del crudo pesado y, recientemente, se ha modificado la legislación para permitir contratos de participación en la producción para la exploración de nuevas reservas.

Cuadro 25
CONSTRUCCIÓN DE GASODUCTOS EN AMÉRICA LATINA

PAÍSES	NOMBRE DEL PROYECTO	COSTOUS$MM
ARG/CHI	Gasoducto Transandino	1 700
BOL/BRA	Gasoducto Santa Cruz/Río	1 316
ARG/CHI	Gas Andes	1 100
BOL/CHI	Gasoducto Norandino	530
ARG/CHI	Gasoducto Atacama	500
ARG/CHI	Planta de Cabo Negro	300
BOL/PAR	Gasoducto	560
TOTAL		6 006

Fuente: OLADE. Citado en Oil and Gas in Latin América, Suplemento especial de Latin Finance, septiembre de 1995

En México, la legislación actual no autoriza la inversión extranjera en petróleo. En lo que concierne al gas natural, hace poco se ha modificado la legislación mexicana para permitir la inversión privada en el transporte, almacenamiento y distribución de esa fuente energética (Ignacio Pichardo Pagaza, Secretariado de Energía de México, en Oil and Gas in Latin América, publicación especial de Latin Finance, septiembre de 1995, p. 70).

El potencial geológico para descubrimientos adicionales puede encontrarse en otras regiones, por ejemplo, en la subregión andina, que se extiende desde Colombia hasta el Estrecho de Magallanes. Aquí el descubrimiento más importante ha sido el de Cupiana-Cusiagua en Colombia, con reservas superiores a los 1 000 millones de barriles. Las provincias costeras brasileñas también tienen dos campos con gran potencial: el yacimiento de Santos y el yacimiento de aguas profundas de Santos.

En otras regiones de América Latina y el Caribe el potencial geológico para encontrar grandes yacimientos es más limitado, pero sí existen condiciones geológicas que permiten afirmar la existencia de yacimientos de petróleo más pequeños, los mismos que podrían solucionar los déficits de producción por los que atraviesan muchos países de la región.

RECUADRO 6

NECESIDADES DE INVERSIÓN EN PETRÓLEO EN AMÉRICA LATINA

OLADE estima que las necesidades de inversión en el sector energético de América Latina en el período 1990-2000 ascienden a US$ 318,000 millones, elevándose a US$ 453,000 millones en la primera década del Siglo XXI (OLADE/; Comisión de la Comunidad Europea (1993): **Energy Prospects and Economic Development in the 21st Century: The outlook for Latin América in a World Context**, Quito).

Según OLADE, estas inversiones en el sector energético representan el 12,8 y el 11,8% para los períodos 1990-2000 y 2000-2010, respectivamente, del total de inversiones en todos los sectores que necesitará América Latina.

Para el sector petróleo y gas natural, OLADE estima que se necesitarán US$ 130,277 millones en el periodo 1990-2000 y US$ 169,613 millones en el periodo 2000-2010 Hay que destacar que las cifras de OLADE se refieren a las inversiones en el sector "upstream" y "downstream" de la industria de petróleo y gas natural.

En 1993, el General Accounting Office de los Estados Unidos (GAO, Oficina General de Contraloría) llevó a cabo un análisis específico de las necesidades de inversión en el sector "upstream" de América Latina, cifrando las necesidades de inversión en exploración y desarrollo de petróleo en América Latina en US$ 100,000 millones para el periodo 1994-2000.

Según el mismo informe del GAO, los ocho principales países productores (Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Chile, Ecuador, Perú y Trinidad; no se considera a México y Venezuela) deben asegurar una cantidad substancial de fondos de inversión, US$ 6,400 millones al año. Si esas inversiones no se realizan, las reservas aumentarán 30% hacia el año 2000 para luego decaer 2% hacia el año 2010.

NECESIDADES DE INVERSION ANUAL EN EXPLORACION Y DESARROLLO DE PETROLEO DE OCHO PAISES DE AMERICA LATINA (en millones de dólares)

Brasil	3,500
Argentina	1,500
Colombia	700
Perú	300
Otros	400
TOTAL	6,400

Fuente: Agencia de Contabilidad General de Estados Unidos (GAO), citado en PETROLEO INTERNACIONAL, noviembre-diciembre 1993, p. 42.,

Notas

1. Las fuentes citadas para las proyecciones son:
-Agencia Internacional de Energía (AIE), OCDE, World Energy Outlook (WEO)., 1994.
-Energy Information Administration (EIA) Drpartamento de Energía de los Estados Unidos, International Energy Outlook (IEO), 1995.
-Petroleum Economics Limited (PEL).
-Petroleum Industry Research Associates (PIRA).
-Banco Mundial, Global Economic Prospects for Developing Countries.

2. Es importante resaltar, también, que existen otros elementos para la elaboración de los pronósticos de la demanda de energía primaria. Entre ellos, se tiene: el aumento de la población en los países en desarrollo (PED) mientras permanece estable la población de los países de la OCDE en el período analizado; un aumento en la industrialización y en la urbanización, también en los PED; y un decrecimiento en la disponibilidad de fuentes de energía no comerciales (WEO 94).

3. Las fuentes de energía primaria son los combustibles sólidos (carbón), petróleo, gas natural, energía nuclear, hidroenergía y los recursos energéticos renovables (geotermia, biomasa y otros).

4. La intensidad energética se define como el consumo de energía por unidad del PBI real. La intensidad energética aumenta cuando el incremento del consumo de energía es superior al incremento del PBI y disminuye en el caso contrario.

5. En el caso de América Latina, en 1992 la Región estaba consumiendo la misma cantidad de energía que en 1980 para producir una unidad de PBI, lo que refleja un estancamiento en la intensidad energética. Para el año 2010, se pronostica la continuación de esta tendencia Esto se debe al hecho que las fluctuaciones que originaron los cambios estructurales en el comportamiento económico en general, no fueron acompañadas en el mismo sentido en el sector energético, debido a las particularidades del mismo: cambio en la composición industrial de ciertos países de la región hacia industrias energo-intensivas; presencia de un conjunto de restricciones: inexistencia de una clara delegación de responsabilidades; falta de legislación adecuada y continuidad de las acciones emprendida; capacidad técnica limitada, tanto a nivel de gobiernos, como en las empresas; las medidas de conservación de energía no han sido atractivas desde el punto de vista económico debido a las políticas precios y tarifas subsidiados practicadas en las décadas anteriores, entre otras (CEPAL, **El desarrollo energético de América Latina y el Caribe**, Informe preparado por Fernando Sánchez Albavera y Hugo Altomonte, Santiago de Chile, septiembre de 1995, en edición).

6. En términos de volumen, la demanda mundial de energía primaria pasaría de 7845 MMTEP en 1991 a 11 560 MMTEP en el año 2010 (cuadro 3). Para IEO 95, la demanda mundial de energía primaria pasará de 345.6 x 10 15 BTU a 471.7 X 10 15 BTU en el mismo período.

7. El país que tiene el mayor exceso de capacidad de producción es Arabia Saudita, que produce 8 MMBD pero podría producir 10MMBD sin mayores problemas e incluso cantidades mayores si las condiciones del mercado y las financias sauditas lo permiten. Kuwait ha restaurado la producción a

más de 2MMBD y tiene también una gran capacidad de expansión. En Irán, el éxito del programa de inyección de gas podría asegurar una capacidad adicional de producción de petróleo. Venezuela, Libia y Nigeria también tienen el potencial de aumentar su producción para cubrir la demanda mundial. Por otra parte, desde 1991, existe un embargo de Naciones Unidas sobre la producción de petróleo de Irak, que limita su producción anual a 550 000 BD, siendo su capacidad de producción superior a los 3 MMBD.

8. La relación reservas/producción para un año determinado permite calcular la cantidad de años de duración de las reservas de petróleo si se mantiene el nivel de producción de dicho año.

9. Ver más adelante un análisis detallado de las reservas de petróleo de América Latina.

10. *"A fines de 1985, la creciente oferta petrolera, así como la persistencia en la competencia en precios para ganar o recuperar una parte del mercado, se intensificó hasta el punto en que la presión descendente sobre los precios se volvió inevitable. La competencia en precios entre los productores miembros de la OPEP y los demás productores no pretendía llegar a un punto en el que pudiera influir en el derrumbe del precio del petróleo. Sin embargo, en la práctica, tanto las trampas como las diferencias en las estrategias de precios utilizadas en las transacciones, así como la decisión tomada en 1985 por Arabia Saudita de abandonar el papel de productor de ajuste, contribuyeron al agravamiento de la presión decreciente sobre los precios del petróleo"* (Almeida Garza Galindo, Alejandro: **Determinación del precio internacional del petróleo: Opciones para México**, FCE, 1994, México).

11. *"Como su nombre lo indica, el gas natural es extraído en estado gaseoso, a diferencia del estado líquido o sólido del petróleo y del carbón. El transporte de gas natural es, entonces, relativamente difícil, puesto que debe mantenerse en una unidad completamente cerrada para su transporte. Los gasoductos son los medios más comunes para mover el gas.*

Pero cuando hay lejanía geográfica, no se puede unir a todos los consumidores vía gasoducto. En esas situaciones, el gas debe ser convertido al estado líquido, llamado gas natural líquido (LNG, en inglés) y transportado por barco hacia su destino.

Una vez que el gas natural ha sido convertido, a temperaturas bajas, al estado líquido, se le pone en barcos refrigerados especialmente diseñados para ser llevado a cualquier puerto del mundo que esté equipado con las facilidades de recibo necesarias. Luego, se le tiene que regasificar y ser distribuido por gasoducto. El problema con el LNG es que el proceso de conversión, el costo de los propios barcos, el manipuleo y las instalaciones especiales le añaden un costo considerable, reduciendo su atractivo económico" (IEO 95).

12. *"Existen dos factores que hacen del gas natural un combustible muy importante. El primero es la seguridad energética: la abundancia de reservas de gas natural en el mundo indica, no solamente que habrá una abundante oferta de gas natural por muchos años, sino, también, que la oferta no estará concentrada en un número reducido de grandes productores. El segundo factor es la preservación del medio ambiente. El gas natural preserva mejor el medio ambiente porque emite menos dióxido de carbón y, por lo tanto reduce el efecto de recalentamiento en la atmósfera"* (IEO 95, Capítulo sobre el Gas Natural).

13. Los pronósticos otorgan a América Latina una tasa de crecimiento del 3%. Pero otros pronósticos dan tasas superiores; por ejemplo, DRI McGraw-Hill pronostica que en el periodo 1995-2015, la tasa de crecimiento de la región será del 5,1% anual (Oil & Gas Journal, 7/8/95). Lo mismo opina David Nagel, de Amoco International (Oil and Gas Journal, 23/10/95).

14. "***Venezuela*** *tiene cerca de 45,000 MMB de reservas probadas de crudo pesado y extrapesado, comparado con solo 19,000 MMB de reservas de crudo ligero y mediano. Con adiciones posibles y si se incluyen las reservas técnicamente probadas de la faja del Orinoco, las reservas totales recuperables se estima que alcanzan la cifra de 289,000 MMB de crudo pesado y extrapesado y 61,000 MMB de crudo ligero y mediano"* (Oil and Gas Journal, 14/8/95, p. 37).

15. Se utilizan publicaciones de la OPEP, así como aquellas ligadas a la industria petrolera (Oil & Gas Journal, Petroleum Economist) y de organismos financieros y contables relacionados con la industria: Price Waterhouse, Salomon Brothers, JP Morgan, Arthur Andersen, entre otros.

16. La fuente oficial es el **Survey of Current Business** (SCB), publicación mensual del Departamento de Comercio de ese país. La misma fuente se utiliza para el análisis de la Inversión de Estados Unidos en América Latina en la industria petrolera.

17. Para el Survey of Current Business, los gastos de capital de las empresas de Estados Unidos en el extranjero en el sector petróleo en su conjunto (y no solamente en exploración y desarrollo), ascendieron a US$ 18,231 millones en 1994.

18. El Survey of Current Business divide a América Latina en tres regiones: **América del Sur**, **América Central** (que incluye a **México**) y **Otros Hemisferio Occidental**, que agrupa a los países del Caribe.

19. Volvemos a señalar que las cifras de gastos de capital que proporciona el Survey of Current Business se refieren a las actividades "upstream" y "downstream" de la industria petrolera.

20. Un factor explicativo de esta disminución puede estar dado por el hecho que el mayor descubrimiento de petróleo de la década del 90, el yacimiento de Cupiana y Cusiagua, fue efectuado por un consorcio de empresas británicas (British Petroleum), francesas (Total) con el 38% del total, mientras que la empresa norteamericana Triton posee sólo el 12%. El 50% restante es de propiedad de ECOPETROL.

21. *"Las proyecciones de la Energy Information Administration de Estados Unidos muestran que el conjunto de los productores del Hemisferio Occidental, en el periodo enero-mayo de 1995, representaron más del 50% del total de crudo importado a Estados Unidos. Esta tendencia relaja, en parte, las preocupaciones de que el crecimiento de las importaciones de crudo de Estados Unidos haga que se dependa demasiado de la oferta proveniente de los países del Medio Oriente pertenecientes a la OPEP"* (Shifting patterns of US Oil import sources tests viability oF deepwater port projects, en Oil & Gas Journal, 21/8/1995, p. 22).

22. *"El auge del crudo colombiano es parte de una tendencia en la que América Latina se convierte de a poco en una potencia importante en la producción de petróleo, en especial para los mercados de Estados Unidos, a sólo cuatro días de viaje en un supertanquero. En junio pasado, Venezuela dejó atrás a Arabia Saudita como el principal proveedor de petróleo de Estados Unidos por primera vez en 20 años. "Mientras más petróleo brote de Colombia, Venezuela, México, Brasil, Argentina y Perú, el petróleo del Medio Oriente crecerá poco en los mercados estadounidenses", prevé Lawrence Goldstein, presidente de la Fundación de Investigación de la Industria Petrolera en Nueva York"* (Cusiana convierte a Colombia en el sueño de petroleras, en The Wall Street Journal Americas, 3/1/96).

23. *"En épocas pasadas, la industria petrolera era, esencialmente, un negocio de América del Norte y Europa. Hoy, es una industria global pues el crecimiento se está realizando en los países en desarrollo. La búsqueda de grandes yacimientos en países extranjeros está incentivada por el hecho que existen menos oportunidades en las áreas más tradicionales y existe menos capital disponible para la exploración. Estos factores, así como las políticas de privatización en los países en desarrollo, propiciarán mayores inversiones en los países en desarrollo"* (Price Waterhouse, 1994 Petroleum Industry Review, p. 2).

24. Dice Eugene Celentano, Vicepresidente de Texaco para América Latina: "Queda claro que los gobiernos de América Latina no planean eliminar completamente la dirección y el control que ejercen sobre la industria petrolera. El enfoque general ha sido el de combinar la intervención del Estado con la participación del capital internacional" (en "Fueling a Continent", publicado en "Oil and Gas in Latin America", suplemento especial de Latin Finance, setiembre de 1995).

25. *"Los cambios en la actitud de la Región hacia la inversion extranjera en la industria petrolera han coincidido con un empuje renovado por parte de medianas y pequeñas compañias petroleras de Estados Unidos y de otros países para buscar oportunidades de inversión en exploración y desarrolo. El resultado neto ha sido un incremento de significativo en el flujo de inversión extranjera y local hacia la Región. Esto incluye no solamente proyectos de exportación de petgróleo sino al conjunto del sector de petróleo y gas"* (Clive Armstrong y Dimitris Tsitsiragos, funcionarios de la Corporación Financiera internacional del Banco Mundial, en "The quest for capital", en Oil and Gas in Latin America, suplemento especial de Latin Finance, setiembre de 1995, p. 24).

26. Declaraciones de David Nigel, vicepresidente de AMOCO International en el Congreso de Gas Natural celebrado en Buenos Aires en octubre de 1995 (citado en Oil and Gas Journal, 23/10/95, p. 2).

BIBLIOGRAFÍA

I. LIBROS Y PUBLICACIONES ANUALES ESPECIALIZADAS

Agencia Internacional de Energía (1994), **World Energy Outlook 1994**, OCDE, París

Almeida Garza Galindo, Alejandro (1994), **Determinación del precio internacional del petróleo: Opciones para México**, FCE, México.

British Petroleum (1994): **BP Statistical Review of World Energy 1994**, Londres, Reino Unido.

CEPAL (1995): **El desarrollo energético de América Latina y el Caribe,**, informe preparado por Fernando Sánchez Albavera y Hugo Altomonte. Santiago, setiembre (en edición).

Energy Information Administration (1995): **International Energy Outlook**, Department of Energy, Washington, D.C.

Jaramillo Martínez, Carlos (1995): **La situación y perspectivas del gas natural en los mercados internacionales**, en Revista Energética de OLADE, Año 19, # 2, mayo/agosto, Quito.

Latin Finance (1995): **Oil and Gas in Latin America 1995, A Latin Finance Industry Supplement**, Florida, Estados Unidos, septiembre.

Naciones Unidas (1995): **Perspectiva Económica Mundial 1995**, Nueva York.

OLADE; Comisión de la Comunidad Europea (1993): **Energy Prospects and Economic Development in the 21st Century: The outlook for Latin America in a World Context**, Quito, junio.

OPEP (1994): **Memoria Anual**, Viena, Austria.

Price Waterhouse (1995): **World Petroleum Industry Group of Price Waterhouse: 1994 Annual Meeting**, Houston, Texas.

UNCTAD, World Investment Report (1994): **Transnational Corporations, Employment and the Workplace**, Naciones Unidas, Ginebra.

Maple Resource, Inc: **The next generation**, en **Utilities and Latin America, 1995**, suplemento especial de Latin Finance.

II. PUBLICACIONES PERIODICAS

Latin Finance, varios números. Florida, Estados Unidos.

Oil and Gas Journal, varios números. Oklahoma, Estados Unidos.

OPEC Bulletin, varios números. Viena, Austria.

Petróleo Internacional, varios números.

Petroleum Economist, varios números. Londres, Reino Unido.

Survey of Current Business, varios números. Publicación oficial del Departamento de Comercio de Estados Unidos, Washington, D.C.

Anexo 1
RESERVAS MUNDIALES DE PETRÓLEO

Año	América Latina	Norte América	Europa Occidental	Europa Oriental	Medio Oriente	Africa	Asia y Australia	Total
1970	24 355	38 400	2200	60 200	332 900	54 700	33 100	545 855
1971	23 563	49 800	4000	80 300	343 900	74 800	34 400	610 763
1972	23 659	46 500	14 500	78 800	366 800	58 900	35 600	624 759
1973	23 834	46 500	9 100	81 500	355 300	106 400	34 900	657 534
1974	29 211	44 700	16 000	83 400	349 700	67 300	35 600	625 911
1975	29 323	43 600	25 900	91 800	403 400	68 300	41 000	703 323
1976	32 231	39 800	25 200	83 400	368 300	65 100	41 400	655 431
1977	35 387	37 100	24 600	81 500	367 300	60 600	39 400	645 887
1978	53 775	35 500	26 900	78 300	365 800	59 200	39 600	659 075
1979	59 194	33 800	24 000	74 300	369 600	57 900	40 000	658 794
1980	74 182	33 900	23 300	70 300	361 800	57 100	39 400	659 982
1981	80 484	43 800	24 900	66 000	362 600	56 200	39 000	672 984
1982	87 689	42 100	23 200	65 600	369 000	57 800	39 200	684 589
1983	88 912	42 300	23 400	65 500	369 700	56 900	38 100	684 812
1984	93 324	43 100	24 400	65 000	398 400	55 500	37 600	717 324
1985	94 229	42 800	26 400	63 000	398 000	56 700	37 300	718 429
1986	120 401	42 000	21 900	60 900	401 900	55 200	37 400	739 701
1987	122 762	41 100	22 400	60 800	564 800	55 200	37 900	904 962
1988	122 705	43 600	17 700	60 300	571 600	56 200	45 100	917 205
1989	120 833	42 400	18 400	59 900	660 300	58 800	46 800	1 007 433
1990	120 325	42 000	14 400	58 900	662 600	59 900	50 400	1 008 525
1991	122 845	41 700	14 500	58 800	661 600	60 400	44 100	1 003 945
1992	125 107	39 700	15 800	59 200	661 800	61 900	44 600	1 008 107
1993	125 699	38 600	16 700	59 200	662 900	61 900	44 800	1 009 799
1994	143 062	37 500	16 500	59 200	660 300	62 200	44 500	1 023 262

FUENTE: OLADE, Sistema de Información Económico Energético.

Anexo 2
RESERVAS MUNDIALES DE GAS NATURAL
(Millones de metros cúbicos)

Año	America Latina	Norte América	Europa Occidental	Europa Oriental	Medio Oriente	Africa	Asia	Total
1970	1 926	9 220	4 174	10 004	6 653	5 606	1 910	39 494
1971	2 066	9 939	4 152	12 486	10 021	5 420	1 593	45 676
1972	2 323	9 430	4 573	15 842	9 730	5 462	1 975	49 335
1973	2 313	9 087	4 998	18 859	9 735	5 349	2 864	53 205
1974	2 545	8 499	5 439	20 863	11 691	5 312	3 232	57 580
1975	2 383	8 196	5 691	23 998	19 029	8 915	3 280	71 492
1976	2 333	7 969	5 091	23 673	15 228	5 864	3 158	63 317
1977	2 980	7 698	3 988	26 305	15 166	5 918	4 104	66 157
1978	3 219	7 553	3 886	26 359	20 351	5 872	4 180	71 419
1979	4 172	7 338	4 030	26 073	20 665	5 272	4 101	71 651
1980	4 519	7 935	3 818	25 781	20 936	5 954	4 336	73 279
1981	4 768	8 257	4 282	33 139	21 575	5 995	4 304	82 319
1982	5 090	8 453	4 454	35 509	21 781	5 363	4 984	85 634
1983	5 148	8 232	4 483	40 111	21 917	5 369	5 281	90 540
1984	5 268	8 206	5 853	41 527	24 619	5 301	5 581	96 354
1985	5 348	8 300	6 411	42 928	24 236	5 615	5 706	98 544
1986	6 224	8 246	6 504	44 339	26 202	5 703	6 473	103 690
1987	6 423	8 076	6 179	41 889	30 695	7 040	7 235	107 537
1988	6 655	7 994	5 666	43 296	33 473	7 173	7 714	111 971
1989	6 750	7 343	5 454	43 262	34 719	7 555	8 028	113 111
1990	6 970	7 470	4 964	45 800	37 503	8 076	8 453	119 236
1991	7 069	7 300	5 100	50 000	37 400	8 800	8 400	124 069
1992	7 092	7 400	5 300	55 600	43 100	9 700	9 500	137 692
1993	7 426	7 400	5 300	57 100	44 900	9 700	8 400	140 226
1994	7 470	6 800	5 400	56 700	45 200	9 600	9 900	141 070

Fuente: OLADE, Sistema de Información Económico Energético.

Anexo 3
RESERVAS PETRÓLEO AMÉRICA LATINA 1975 - 1994
(Millones de Barriles)

Año	Arg.	Bol.	Bras.	Col.	Cuba	Chi.	Ecua	Gua	Méx.	Perú	Venez.	Total
1975	2 453	235	759	525		190	1417	21	3 954	747	18 390	29 321
1976	2 393	240	855	472		182	1215	21	7 279	728	18 223	32 228
1977	2 317	350	1 094	427		440	1099	27	10 428	560	18 035	35 386
1978	2 425	250	1 126	380		400	1073	27	28 407	727	18 277	53 770
1979	2 448	150	1 248	431		400	1023	27	33 560	755	18 524	59 192
1980	2 464	112	1 318	554		400	974	27	47 224	801	19 687	74 181
1981	2 426	167	1 476	531		502	904	27	52 900	835	20 144	80 483
1982	2 429	200	1 719	610		800	914	32	54 999	775	24 578	87 688
1983	2 450	161	1 850	635		748	882	32	54 999	696	25 887	88 880
1984	2 348	153	2 016	1 115		158	1 137	33	57 096	636	28 028	93 291
1985	2 317	161	2 168	1 289		158	1 148	37	56 410	565	29 330	94 196
1986	2 233	154	2 340	1 943		160	1 235	37	55 593	512	55 596	120 368
1987	2 247	124	2 519	2 027	65	166	1 594	42	54 880	457	58 083	122 730
1988	2 280	118	2 816	2 128	59	166	1 515	42	54 110	412	58 504	122 674
1989	2 168	125	2 760	1 947	54	287	1 442	55	51 983	407	59 040	120 804
1990	1 570	119	2 766	1 821	75	280	1 355	55	51 298	382	60 054	120 297
1991	1 683	111	2 990	1 804	75	273	1 524	55	50 925	381	62 521	122 836
1992	2 009	118	3 624	1 534	75	268	3 282	55	49 949	363	63 356	125 099
1993	2 217	127	3 742	1 534	75	268	3 534	55	50 776	361	63 300	126 475
1994	2 214	136	4 144	4 000	80	287	3 516	55	63 220	359	64 532	143 032

Fuente: OLADE, Sistema de Información Económico Energético.

Anexo 4
GASTOS DE CAPITAL DE ETN PETROLERAS DE ESTADOS UNIDOS EN AMÉRICA LATINA
(en millones de dólares)

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	Total	% Total	1983-1988	1989 - 1994	% 1983-1988	% 1989-1994
América del Sur	809	641	799	526	442	440	544	574	624	584	712	714	7 409	100.00	3 657	3 752	100.00	100.00
Argentina	83	44	66	81	78	121	194	137	134	129	128	180	1 375	18.56	473	902	12.93	24.04
Brasil	159	167	107	81	70	D	160	233	183	94	49	49	1 352	18.25	584	768	15.97	20.47
Chile	8	9	11	6	1	8	5	9	D	D	D	D	57					
Colombia	261	219	480	282	184	119	156	120	123	159	168	159	2 430	32.80	1 545	885	42.25	23.59
Ecuador	22	29	22	38	29	32	18	34	67	62	236	154	743	10.03	172	571	4.70	15.22
Perú	199	137	65	27	59	D	D	D	D	D	D	D	487					
Venezuela	58	28	23	6	8	16	14	20	D	D	34	101	308					
Otros (Bol, Par)	19	8	26	6	13	13	D	D	D	D	40	24	149					
Otros (*)	0	0	0	0	0	131	-3	21	117	140	57	47	510					
América Central	59	61	39	36	29	32	40	31	36	46	52	92	553	100.00	256	297		
Guatemala	4	6	8	5	6	11	10	10	10	9	8	10	97	17.54	40	57		
México	3	2	3	3	3	3	4	1	6	5	5	5	43	7.78	17	26		
Panamá	48	45	23	24	11	7	10	4	4	14	D	D	190	34.36	158	32		
Otros	4	8	5	4	9	11	16	16	16	18	39	77	223	40.33	41	182		
Otros Hemisferio Occ.	127	118	113	168	102	144	159	270	168	246	280	332	2227	100.00	772	1455		
Antillas Holan	41	19	8	0	0	0	1	1	1	1	1	1	74	3.32	68	6		
Trinidad Tobago	68	80	82	128	80	110			101		200		849	38.12	548	301		
Otros	18	19	23	40	22	34	158	269	66	245	79	331	1304	58.55	156	1148		

Nota: D= La fuente no prporociona la información, pues corresponede a una sola comp ñías.
Fuente: Survey of Current Business, marzo 1993 (pp. 60-62) y septiembre 1994 (pp. 67-68).