

---

**recursos naturales e infraestructura**

**R**eformas e inversión en la  
industria de hidrocarburos de  
América Latina

Humberto Campodónico



**División de Recursos Naturales e Infraestructura**

Santiago de Chile, octubre de 2004

Este documento fue preparado por Humberto Campodónico, consultor de la División Recursos Naturales e Infraestructura de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), bajo la conducción de Fernando Sánchez-Albavera, Director de la referida División. Colaboró como asistente en este trabajo el economista John Valdíglesias Oviedo. Parte de los insumos para el estudio de los casos de Argentina y Brasil fueron elaborados por Nicole Moussa, para entonces funcionaria de la Unidad de Inversiones y Estrategias Empresariales de la División de Desarrollo Productivo, en el marco de la preparación del Informe de CEPAL “La Inversión Extranjera en América Latina y el Caribe: Informe 2001”, en el cual, también participó como asistente el economista Julio Aguirre. El autor agradece los comentarios del señor Sánchez-Albavera y de los funcionarios de la División.

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

---

Publicación de las Naciones Unidas

ISSN impreso 1680-9017

ISSN electrónico 1680-9025

ISBN: 92-1-322601-2

LC/L.2200-P

N° de venta: S.04.II.G.130

Copyright © Naciones Unidas, octubre de 2004. Todos los derechos reservados

Impreso en Naciones Unidas, Santiago de Chile

---

La autorización para reproducir total o parcialmente esta obra debe solicitarse al Secretario de la Junta de Publicaciones, Sede de las Naciones Unidas, Nueva York,

N. Y. 10017, Estados Unidos. Los Estados miembros y sus instituciones gubernamentales pueden reproducir esta obra sin autorización previa. Sólo se les solicita que mencionen la fuente e informen a las Naciones Unidas de tal reproducción.



## Índice

---

<b>Resumen</b> .....	7
<b>Introducción</b> .....	9
<b>I. Visión general de los cambios en las legislaciones de petróleo y gas</b> .....	11
A. Modificaciones legales en el <i>upstream</i> de petróleo para otorgar mayores incentivos a la inversión privada .....	11
B. Modificaciones legales en el <i>upstream</i> de gas natural para otorgar mayores incentivos a la inversión privada.....	13
C. Modificaciones legales en el régimen de refinación de petróleo.....	13
D. Modificaciones legales en el acceso a la inversión privada en el transporte y distribución de gas natural.....	14
E. Comportamiento de la inversión extranjera en los últimos años .....	14
F. Inversiones en gasoductos en América Latina.....	16
G. Dimensión de las empresas estatales y su incidencia en el mercado petrolero.....	18
<b>II. Análisis de Argentina</b> .....	21
A. Las reformas a la legislación petrolera en el período 1989-2002 .....	22
B. Nuevas reglas legales en la exploración de petróleo: el plan Argentina.....	22
C. La emergencia económica del 2002 y las modificaciones a las leyes de hidrocarburos .....	23
D. La inversión extranjera directa (IED), en Argentina .....	23
E. La situación del sector después de la apertura.....	28

	F. La inversión extranjera y la integración de las actividades de la industria .....	30
	G. Integración vertical, horizontal y regional.....	30
<b>III.</b>	<b>Análisis de Bolivia</b> .....	35
	A. Las modificaciones legales en la década de los años noventa .....	36
	B. La privatización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).....	37
	C. La conversión de contratos y las licitaciones de 1997-1999 .....	38
	D. La inversión extranjera en la década del noventa .....	39
<b>IV.</b>	<b>Análisis de Brasil</b> .....	45
	A. La apertura petrolera de 1995 y las modificaciones a la legislación petrolera.....	46
	B. Las inversiones de Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS) y la inversión extranjera directa (IED) en Brasil después de la apertura.....	47
	C. Las inversiones de PETROBRAS en el <i>upstream</i> .....	49
	D. Contratos de asociación de PETROBRAS con empresas extranjeras para la exploración y explotación de sus propios lotes.....	50
	E. Las cinco rondas de licitación de nuevos lotes petroleros: participación de empresas privadas con PETROBRAS.....	50
	F. Contratos de PETROBRAS con empresas extranjeras para el financiamiento de grandes proyectos: <i>Project Finance</i> .....	52
	G. Inversión en el <i>downstream</i> .....	53
	H. Gasoductos y empresas termoeléctricas .....	53
	I. Los planes de inversión para el 2003-2007.....	55
<b>V.</b>	<b>Análisis de Colombia</b> .....	56
	A. Modificaciones en la legislación petrolera en la década del noventa y cambios posteriores hacia fines del milenio .....	57
	B. Las reformas a la legislación petrolera del 2002 y del 2003 .....	58
	C. La inversión extranjera y de la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL) en la década del noventa .....	60
	D. Plan de inversiones de ECOPETROL.....	61
	E. Estructura de la producción .....	62
	F. La ronda 2000 y nuevos contratos.....	63
	G. El plan nacional de masificación de consumo del gas.....	64
<b>VI.</b>	<b>Análisis de Ecuador</b> .....	67
	A. Cambios en la legislación.....	68
	B. Plan de dolarización y reformas a la Ley de Hidrocarburos: la apertura del <i>downstream</i> a la inversión extranjera.....	68
	C. Las reformas petroleras del 2003.....	69
	D. La inversión extranjera.....	71
	E. Las rondas de licitación en la década del noventa.....	72
	F. Novena ronda petrolera.....	73
	G. El oleoducto de crudo pesado .....	74
	H. Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador (PETROECUADOR): inversiones y problemas .....	74
	I. Proyectos futuros de inversión en el sector petrolero.....	75
<b>VII.</b>	<b>Análisis de México</b> .....	77
	A. Cambios en la legislación mexicana sobre gas natural.....	78
	B. Problemática de Petróleos Mexicanos (PEMEX) .....	79
	C. La inversión extranjera en el <i>downstream</i> de gas natural.....	84
	D. Estrategia de Petróleos Mexicanos (PEMEX) .....	87

<b>VIII. Análisis de Perú</b> .....	91
A. Las reformas legales en el sector hidrocarburos .....	92
B. La privatización de Petróleos del Perú S.A. (PETROPERU) .....	93
C. La inversión extranjera directa (IED).....	95
D. Balance de la privatización.....	98
<b>IX. Análisis de Venezuela</b> .....	101
A. La apertura petrolera y las reformas legales de 1990 a 1995.....	102
B. Las nuevas leyes de hidrocarburos de 1999 al 2002 .....	102
C. La participación del capital privado en la exploración y explotación de petróleo en la década de los años noventa .....	106
D. Las inversiones de Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) .....	109
E. El Plan de Negocios de Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) 2003-2008.....	110
F. Nuevas estrategias para la IED en el sector de gas natural.....	111
<b>Bibliografía</b> .....	113
<b>Serie Recursos naturales e infraestructura: números publicados</b> .....	107

## Índice de cuadros

Cuadro 1	Inversiones totales en gasoductos en América Latina y el Caribe .....	16
Cuadro 2	Las empresas estatales petroleras en la clasificación de América Latina, 2002.....	18
Cuadro 3	América Latina: inversiones totales de empresas petroleras estatales 1990-2002 ...	19
Cuadro 4	Argentina: reservas probadas y producción de hidrocarburos por principales empresas, 2002 .....	26
Cuadro 5	Transacciones de capital: incluye compra de activos e inversión materializada .....	27
Cuadro 6	Argentina: pozos exploratorios perforados de petróleo y gas (1981-2002) .....	29
Cuadro 7	Exportaciones e importaciones de hidrocarburos.....	32
Cuadro 8	Regalías diferenciadas entre los hidrocarburos existentes y los nuevos .....	36
Cuadro 9	Bolivia: capitalización y privatización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).....	37
Cuadro 10	Contratos convertidos y licitaciones: compromisos de inversión en exploración .....	38
Cuadro 11	Bolivia: áreas adjudicadas 2001 y compromisos de inversión.....	39
Cuadro 12	Bolivia: inversión extranjera directa .....	39
Cuadro 13	Exportación de gas natural a Brasil.....	41
Cuadro 14	Reservas certificadas de gas natural probadas y probables (a enero-1-2003).....	41
Cuadro 15	Reservas de hidrocarburos (a enero-1-2002).....	42
Cuadro 16	Brasil: flujos de inversión extranjera directa (IED) en petróleo.....	47
Cuadro 17	Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS).....	49
Cuadro 18	Contenido local y bonos de asignación .....	51
Cuadro 19	PETROBRAS: proyectos con financiamiento estructurado, 2002.....	53
Cuadro 20	PETROBRAS: plan de inversiones 2003-2007 .....	55
Cuadro 21	Colombia: inversiones en Exploración y Producción (E&P) de petróleo.....	60
Cuadro 22	Colombia: producción nacional de crudo.....	61
Cuadro 23	Inversiones ECOPETROL, 2002.....	62
Cuadro 24	Plan de inversiones de ECOPETROL, 2003-2006 .....	62
Cuadro 25	Ecuador: inversión Extranjera Directa (IED), totales y en hidrocarburos .....	71
Cuadro 26	Producción de petróleo: 1993-2003 .....	71
Cuadro 27	Octava ronda de licitación internacional (cronograma de inversiones) .....	72
Cuadro 28	Áreas operadas por PETROPRODUCCIÓN .....	73

Cuadro	29	Inversiones de PETROECUADOR: 1995-2003.....	75
Cuadro	30	México: gas natural; permisos de distribución por accionista principal de las empresas permisionarias .....	84
Cuadro	31	México: gas natural – Permisos de transporte de acceso abierto.....	85
Cuadro	32	PEMEX: adjudicación de contratos de servicios múltiples.....	86
Cuadro	33	Comisión Reguladora de Energía (CRE): proyectos de gas natural líquido (GNL).....	87
Cuadro	34	Perú: modificación de las regalías petroleras.....	93
Cuadro	35	Privatización de Petróleos del Perú S.A. (PETROPERU).....	94
Cuadro	36	Contratos de exploración: 1993-2002.....	95
Cuadro	37	Contratos suscritos, pozos perforados e inversión realizada: 1990-2002.....	96
Cuadro	38	Perú: inversión extranjera en explotación de petróleo 1990-2002.....	96
Cuadro	39	Perú: inversiones en explotación en gas natural, 1990-2002.....	97
Cuadro	40	Producción de petróleo crudo por lotes y por empresas privatizadas.....	98
Cuadro	41	Empresas que han firmado convenios operativos con Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) .....	106
Cuadro	42	Asociaciones estratégicas - Faja Orinoco: empresas participantes e inversiones...108	
Cuadro	43	Exploración a riesgo y explotación con ganancias compartidas.....	109
Cuadro	44	Inversiones de PDVSA 1996-2000, por sectores .....	110
Cuadro	45	Empresas de la Asociación Venezolana de Hidrocarburos (AVHI): proyectos de inversión.....	111

## Índice de recuadros

Recuadro	1	La importancia de la adquisición de Pérez Companc por PETROBRAS.....	28
Recuadro	2	Amplia presencia de PETROBRAS y poca presencia de las <i>majors</i> en las rondas.....	51
Recuadro	3	La inversión de British Petroleum y Occidental Petroleum.....	63
Recuadro	4	El desarrollo de Camisea: mega proyecto de gas natural.....	99

## Índice de gráficos

Gráfico	1	Producción y consumo de petróleo en Argentina: 1980-2003 (3° trimestre).....	21
Gráfico	2	Argentina: producción de hidrocarburos .....	29
Gráfico	3	Producción y consumo de petróleo en Brasil: 1980-2002.....	45
Gráfico	4	Producción y consumo de petróleo en Colombia: 1980-2002 .....	57
Gráfico	5	Actividad exploratoria en Colombia, 2002/2003.....	59
Gráfico	6	Producción y consumo de petróleo en México: 1980-2002.....	78
Gráfico	7	Gasto de inversión por empresa.....	81
Gráfico	8	Inversión en capital histórica y programada, por tipo de proyecto .....	82
Gráfico	9	Producción y consumo de petróleo en Perú: 1980-2002.....	92
Gráfico	10	Producción crudo faja, producción crudo convenios operativos, inversiones faja, inversiones convenios operativos .....	108



---

## Resumen

---

En el presente trabajo se analizan las modificaciones a las leyes de hidrocarburos ocurridas en ocho países de América Latina en los últimos años. Estos países son: Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Ecuador, México, Perú y Venezuela.

En el caso del petróleo, con la excepción de México y Venezuela, todas las modificaciones legales tuvieron como objetivo atraer las inversiones de las empresas privadas, para lo cual se otorgaron mayores incentivos. Estos incentivos se dieron en aspectos técnicos y operativos, en el régimen de propiedad del petróleo, así como en materia tributaria (disminución de las regalías, así como de las tasas del impuesto a la renta). En México no hubo variaciones en la legislación, mientras que en Venezuela, las modificaciones legales incrementaron la participación del Estado en la renta petrolera. En lo que se refiere a las modificaciones a las leyes de gas natural, se constata que en todos los países existe ahora una mayor apertura en el *upstream*, similar a la ocurrida con el petróleo, lo que incluye a Venezuela, siendo México la excepción. Sin embargo, la apertura en el transporte y la distribución (*downstream*) de gas sí ha sido generalizada, incluyendo a México.

En el trabajo también se estudia el comportamiento de la inversión extranjera directa (IED) en cada uno de los países, constatándose su notorio incremento, tanto en las actividades de exploración y producción (E&P) (*upstream*), como en la refinación, transporte y comercialización (*downstream*). En Brasil y Venezuela se

llevaron a cabo modificaciones legales para permitir la entrada de la inversión privada en la exploración y distribución (*upstream*), mientras que en el resto de países (donde ya existía participación privada), también se constataron mayores flujos de IED, exceptuando a México. En el transporte y comercialización (*downstream*) la participación de la IED es generalizada en todos los países, aunque aún operan algunas restricciones, sobre todo en la industria de refinación de petróleo.

También se analizan en el trabajo las nuevas inversiones en gas natural en cada uno de los países de la región, constatándose un gran incremento de la IED en esta actividad. Asimismo, destacan las inversiones en gasoductos nacionales para planes de consumo, así como la importancia que viene cobrando el gas natural para la integración energética de los países de la región y para las exportaciones extra-regionales (proyectos de Gas Natural Licuado (GNL), (*Liquid Natural Gas* (LNG), en su denominación en inglés).

En el trabajo también se estudian las políticas de modernización del sector petrolero que, en tres países (Argentina, Bolivia y Perú) concluyeron en la privatización de las empresas estatales. En el resto de los países, la nueva legislación dejó de lado el monopolio que muchas empresas estatales tenían en el sector. Esto llevó a la modernización de las empresas estatales, tanto en el ámbito administrativo como productivo, con el objetivo de que compitan con las empresas privadas en el sector.

## Introducción

---

Este trabajo realiza una evaluación de las reformas a las leyes de hidrocarburos realizadas por los países en la década de 1990, ya analizadas en anteriores documentos de la División de Recursos Naturales e Infraestructura.

Se trata de establecer si estas reformas han tenido continuidad ó si es que han sufrido modificaciones, ya sea para profundizar los objetivos de la reforma inicial ó en el sentido contrario, es decir, si ha habido cambios que hayan propiciado una marcha atrás en los objetivos primigenios. El trabajo analiza sobre todo las modificaciones legales de los últimos años de la década del noventa, así como los años 2000 al 2003.

Es necesario señalar que este trabajo se ha concluido en los primeros meses del 2004, por lo que no toma en cuenta algunas modificaciones legales muy recientes. Entre ellas, hay de un lado, el planteamiento del Gobierno de Argentina de crear una nueva empresa estatal de petróleo y, de otro, las modificaciones del gobierno de Bolivia a la Ley de Hidrocarburos N° 1689 de 1996, que parece desembocarán en una modificación del régimen de regalías (más favorable al Estado) y en la reactivación de los Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) (que con la Ley N° 1689 cumplía sólo funciones administrativas). La realización de un análisis exhaustivo de estos nuevos planteamientos debiera ser realizada más adelante.

Un segundo objetivo está relacionado con el impacto de las reformas legales en la capacidad de atracción de IED al sector

hidrocarburos. Como se sabe, hasta la década del noventa las principales inversiones en el sector eran realizadas por las empresas estatales de petróleo. Para ello, en el trabajo se ha realizado un análisis exhaustivo de la IED, a partir de las fuentes nacionales de registro, así como de las propias empresas.

Asimismo, el presente trabajo ha comenzado una línea de investigación sobre la importancia del gas natural como factor de la integración energética regional. Se parte de la constatación de la puesta en marcha de numerosos gasoductos entre países, sobre todo en el Cono Sur (Argentina/Chile, Bolivia/Brasil; Argentina/Uruguay/Brasil; Bolivia/Argentina). También ha cobrado importancia la puesta en marcha de infraestructura nacional para el desarrollo de la industria de gas natural, siendo los casos más notables los de Brasil, Colombia, México, Venezuela y, más recientemente, el de Perú. También existen planes para exportación de GNL por parte de Bolivia, Perú y Venezuela. Todos estos temas debieran ser analizados más ampliamente en futuros trabajos.

El trabajo también constata la importancia que siguen teniendo las empresas estatales en el sector hidrocarburos en buena parte de los países de la región. Salvo en el caso de Argentina, Bolivia y Perú en que se privatizaron las empresas estatales, en los demás países las reformas han tendido a modernizar las empresas estatales, modificando su estructura orgánica y, lo que es quizá lo más importante, fomentando la competencia entre la empresa estatal y las empresas privadas. En el caso particular de México, la modernización de la empresa estatal no ha podido, sin embargo, proveer a Petróleos Mexicanos (PEMEX), de sus ingresos propios, pues eso depende de una reforma tributaria integral que aún se discute en el Congreso.

El presente trabajo está dividido en dos partes. En la primera se hace una presentación general de los temas analizados. En la segunda, se presentan los estudios de casos de países, donde se analizan en forma exhaustiva y detallada cada uno de los objetivos materia de este estudio.

## **I. Visión general de los cambios en las legislaciones de petróleo y gas**

---

### **A. Modificaciones legales en el *upstream* de petróleo para otorgar mayores incentivos a la inversión privada**

#### **1. Países que otorgan mayores incentivos a la inversión privada**

En Argentina, Bolivia, y Perú se han modificado las legislaciones del sector hidrocarburos para otorgar incentivos a la inversión privada. En Argentina, se llevó a cabo la privatización total de la empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) en varias etapas que comenzaron en 1991-1992. En el proceso, que culminó en 1999 con la compra de YPF por parte de REPSOL, se privatizaron diferentes yacimientos y refinerías, así como otros activos petroleros a empresas privadas, nacionales y extranjeras.

En Bolivia, la Ley de Hidrocarburos N° 1689 de 1996 otorgó mayores incentivos a los contratistas petroleros, siendo el más importante la disminución de las regalías de 50,0 a 18,0%. En la segunda mitad de la década del noventa, importantes empresas invirtieron exitosamente en la exploración de gas natural en la zona de

## Tarija.

Además, se llevó a cabo la privatización de la estatal YPF, lo que implicó la capitalización de los dos yacimientos productores de petróleo y las redes de ductos (1996), privatizándose las refinerías y la red de poliductos (1999).

En Perú, la nueva Ley de Hidrocarburos N° 26221 de 1993 otorgó mayores incentivos a la inversión privada en exploración y explotación de petróleo, lo que llevó a la suscripción de numerosos contratos en la década del noventa. En la misma década se llevó a cabo, en varias etapas, la privatización de Petróleos del Perú S.A. (PETROPERU), lo que incluyó las redes de estaciones de servicio, la flota de buques tanque petroleros y la empresa distribuidora de Gas Licuado de Petróleo (GLP) (1992-1993), los yacimientos de petróleo de PETROPERU, la refinería más importante del país y la planta de lubricantes (1996) y los terminales de almacenamiento (1998).

En Brasil, en la segunda mitad de la década del noventa se modificó la Constitución para permitir la entrada de inversión extranjera en la exploración y explotación de petróleo. Además, se creó la Agencia Nacional de Energía, ente estatal encargado de la negociación de los contratos petroleros. La participación de capital extranjero ha aumentado, sobre todo en la modalidad de asociación con la estatal Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS), que ahora tiene que competir y/o asociarse con empresas privadas para acceder a los lotes petroleros.

En Colombia, en el 2003 se promulgó el Decreto Ley (DL) N° 1760, que otorga incentivos al capital extranjero. Los principales son el menor porcentaje de regalías que ahora puede cobrar el Estado y la disminución en la participación de la estatal Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL), en los contratos de asociación del 50,0 al 30,0%. También se ha creado la Agencia Nacional de Energía, que ahora negocia y administra los contratos que se suscriben con empresas extranjeras, lo que antes realizaba ECOPETROL.

En Ecuador, en 1993 la Ley N° 44 introdujo la modalidad de contratos de participación en la producción, en los cuales los contratistas tienen derecho a recibir pago en petróleo, de acuerdo a un porcentaje determinado previamente. La ley también disminuyó la tasa del impuesto a la renta y se otorgaron facilidades para el movimiento de moneda extranjera dentro y fuera del país. En 1999, se dictaron nuevos dispositivos legales para impulsar la inversión extranjera, entre los que figuran: la creación de los contratos de administración compartida (*management sharing*); autorización para suscribir *joint ventures* entre empresas extranjeras y Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador (PETROECUADOR) en los campos petroleros más grandes. En el 2000, se estableció que la empresa privada podía intervenir en el *downstream*, lo que incluye la actividad de refinación y la construcción de oleoductos.

## 2. Países que han disminuido los incentivos a la inversión privada

Venezuela. Hasta 1999, la legislación venezolana otorgó una serie de incentivos que fueron en el sentido de otorgar mayores incentivos a la inversión privada en la exploración y explotación de petróleo, tales como los Convenios Operativos (contratos de servicios) para la explotación de campos marginales, en asociación con Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA). También las empresas privadas suscribieron, con PDVSA, las asociaciones estratégicas para explotación del crudo pesado de la Faja del Orinoco (que han implicado inversiones por más de 12 mil millones de dólares). También las empresas privadas se pueden asociar con PDVSA en la modalidad de los contratos de Exploración a Riesgo y Explotación con Ganancias Compartidas.

Con la nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH) (DL N° 1500) de 2002, se establece un límite de 49,0% para la participación del capital privado en las actividades del *upstream*. La nueva ley también establece un incremento de las regalías petroleras del 16,66% al 30,0%, aunque el Estado puede rebajarla si esto es necesario para que el yacimiento sea comercialmente explotable.

### **3. Países que no permiten el acceso de la inversión privada**

México. Desde 1938, está prohibida la inversión privada en la exploración y explotación de petróleo en México, lo que no ha sido modificado.

## **B. Modificaciones legales en el *upstream* de gas natural para otorgar mayores incentivos a la inversión privada**

En el caso de Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Ecuador y Perú, las reformas a las leyes de hidrocarburos, reseñadas líneas arriba, se aplican también a las inversiones en el *upstream* del gas natural. Es decir, que se mantienen las condiciones de libre acceso a la inversión privada, que se dieron con las reformas de principios de la década del noventa.

En México y Venezuela ha habido modificaciones sustantivas particulares que favorecen la participación de la inversión privada en el sector del *upstream*. En México, desde el 2003, se ha establecido la modalidad de “Contrato de Servicios Múltiples”, en los cuales PEMEX contrata con inversionistas privados su participación en la explotación de gas natural. Según PEMEX, esta modalidad de contratos se realiza en cumplimiento de las disposiciones constitucionales.

En Venezuela, en septiembre de 1999 se promulgó la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (LOHG), (DL N° 310), que establece la liberalización y la expansión de la industria del gas natural, con el objetivo de incrementar significativamente el consumo de gas mediante la inversión nacional y extranjera. A diferencia de la Ley de Hidrocarburos, el capital privado puede participar hasta con un 100% de participación en cualquier actividad del sector.

En Bolivia, el nuevo régimen ha planteado una nueva Ley de Hidrocarburos (que será motivo de un referéndum en julio del 2004). Los considerandos del proyecto de ley plantean una serie de modificaciones para que el Estado aumente su participación en las regalías hidrocarburíferas que pagan las empresas.

## **C. Modificaciones legales en el régimen de refinación de petróleo**

### **1. Países en los que la apertura es total y se han vendido las refinerías**

En Argentina, Bolivia y Perú, las reformas a las leyes de hidrocarburos de principios de la década del noventa tuvieron como resultado la venta de las refinerías del Estado a empresas privadas. En Argentina y Bolivia, se vendieron todas las refinerías. En Perú, el proceso de privatización ha sido parcial. En 1996 se privatizó la refinería más importante (La Pampilla), pero debido a problemas de regulación surgidos en el país no se procedió a la venta de las cuatro refinerías restantes: Talara (la segunda más importante), Conchán, Iquitos y Bagua.

### **2. Países en los que se permite la inversión privada en refinación**

En Brasil, la nueva ley de hidrocarburos permite la inversión privada en la refinación de petróleo. En un acuerdo de intercambio de activos firmado entre REPSOL y PETROBRAS en el 2001, una refinería brasileña es ahora de propiedad de REPSOL.

En Ecuador y Colombia, la reforma de las leyes de hidrocarburos establece que empresas privadas pueden intervenir en la actividad de refinación. Hasta la fecha, no existen inversiones privadas en refinerías en estos países.

En Venezuela, la LOH del 2002 establece que estas actividades podrán ser llevadas a cabo directamente por el Estado, por empresas de su exclusiva propiedad, por empresas mixtas con participación estatal en cualquier proporción, y por empresas privadas (Art. 50). Hasta la fecha, no existe inversión privada en refinerías en Venezuela.

### **3. Países en los que no se permite la inversión privada en refinación**

En México, está prohibida la inversión privada en la refinación de petróleo. En el 2002 hubo un debate sobre la conveniencia de abrir el sector a la inversión extranjera, pero no ha habido modificaciones a la Constitución.

## **D. Modificaciones legales en el acceso a la inversión privada en el transporte y distribución de gas natural**

La inversión privada en el sector de gas natural ha recibido importantes incentivos en todos los países analizados, debido a que los países han priorizado el desarrollo de este sector.

En Argentina, Bolivia y Perú, la totalidad de las actividades relacionadas con el transporte y la distribución del gas natural son realizadas por la inversión privada.

En Brasil, Colombia y Ecuador, existe acceso de la inversión privada a las actividades de transporte y distribución de gas natural. En Colombia, los inversionistas privados y, también empresas estatales, participan en el desarrollo de este sector, en el marco del Plan de Masificación del Consumo de Gas Natural de ese país. En Ecuador, país que tiene un desarrollo muy pequeño, existe inversión privada en el sector. En Brasil, la construcción del gasoducto Santa Cruz-São Paulo, terminado en 1999, ha contado con la participación del capital privado, la misma que también se ha concretado en las redes de transporte y distribución para la comercialización del gas natural.

En Venezuela, la LOH del 2002 permite la participación privada en todas las fases de la industria del gas natural, habiéndose otorgado permisos en la Plataforma Deltana. El Plan Mariscal Sucre plantea la exportación de GNL, aunque en este caso se plantea que PDVSA tenga mayoría accionaria.

En México, el Congreso aprobó la Ley Reglamentaria del Art. 27 Constitucional en 1995, la que permite que el transporte, almacenamiento y distribución de gas natural pueda ser realizado por los sectores social y privado, que podrán construir, operar y ser propietarios de ductos, instalaciones y equipos. A la fecha, se ha otorgado un gran número de permisos para transporte (gasoductos) y distribución de gas natural en grandes ciudades.

## **E. Comportamiento de la inversión extranjera en los últimos años**



En todos los países analizados ha habido un importante aumento de la inversión extranjera, tanto en petróleo como en gas natural. Los países que han atraído mayor inversión extranjera son Argentina y Venezuela, seguidos de Bolivia. Más atrás se sitúan Colombia, Ecuador, México y Perú. En Brasil, la inversión extranjera no alcanza los niveles de la inversión en los otros países.

En Argentina, la inversión extranjera se ha materializado, sobre todo, en la adquisición de empresas nacionales. La más importante, YPF, fue adquirida por REPSOL de España en más de 12 mil millones de dólares. REPSOL también adquirió Astra Compañía Argentina de Petróleo. Más adelante, a través de Astra, REPSOL adquirió el 45,0% de Pluspetrol Energy. En 1997, Amoco (British Petroleum) adquirió el 60,0% de Bidas. En 1999, Chevron adquirió Petrolera San Jorge. En el 2003 PETROBRAS adquirió Pérez Companc. Las inversiones en exploración y explotación de petróleo, así como en gas natural, no han tenido la importancia deseada, lo que ha llevado a una situación de crisis energética en el 2004.

En Bolivia ha habido un flujo importante de inversión extranjera en varios rubros del sector hidrocarburos: (i) en la capitalización de los yacimientos de petróleo de YPFB y de los ductos, así como en la privatización de las refinerías y los poliductos; (ii) en la construcción del gasoducto a Brasil, así como de otros gasoductos en territorio boliviano, y (iii) en la exploración y desarrollo de yacimientos de gas natural, situados en el departamento de Tarija. En el período 1993-2002, la IED en Bolivia fue de 2.500 millones de dólares, lo que representó el 40,0% del total de la IED en ese país.

En Colombia, la IED en E&P de petróleo fue más intensa a mediados de los años 1990, sobre todo para la exploración de los campos de Cusiana y Cupiagua. A fines de los años 1990, la IED comenzó a decaer, sobre todo por problemas relacionados con la violencia política. El flujo de IED para el *upstream* fue de 5.400 millones de dólares de 1990 al 2002. Adicionalmente, ha habido también inversiones importantes en el tendido de gasoductos y en la distribución de gas natural, en el marco del Programa de Masificación de Consumo de Gas Natural emprendido por el gobierno colombiano.

En el caso de Brasil, los flujos de IED en el sector hidrocarburos han comenzado a materializarse desde 1998 en adelante, tanto en la construcción del gasoducto Santa Cruz-São Paulo, como en la participación de empresas privadas en la exploración de petróleo en ese país. Sin embargo, dicha IED no es significativa, llegando a 2.229 millones de dólares en el período 1996-2002, lo que representa el 1,9% del total de IED realizada en Brasil en el mismo período.

En Ecuador, la IED en el sector del *upstream* se incrementó notablemente en la década de 1990, lo que llevó a un importante aumento de la producción. En total, la IED en el *upstream* alcanzó la cifra de 7.227 millones de dólares para el período 1990-2003, lo que representa el 78,0% del total de la IED en Ecuador en el mismo período. De otro lado, del 2001 al 2003 se llevó a cabo la construcción del Oleoducto de Crudo Pesado por empresas privadas, con una inversión de 1.100 millones de dólares. No ha habido IED en el sector refinerías.

Esta importante IED en el *upstream* y en el *downstream*, junto con el hecho que PETROECUADOR ha venido descendiendo en sus volúmenes de producción (debido a la falta de inversiones) determinan que, en el 2004, la producción de petróleo en Ecuador por parte de las contratistas supere por primera vez a la de PETROECUADOR.

En México ha habido un importante aumento de la IED en el transporte y distribución de gas natural, si bien cabe resaltar que, en términos relativos al total invertido en el sector hidrocarburos por PEMEX, esta cantidad es muy pequeña. En efecto, la IED en el *downstream* de gas natural asciende a un total de 2.000 millones de dólares. De otro lado, la IED en el *upstream* de gas natural,

con los Contratos de Servicios recién está comenzando y se han firmado cinco contratos. Se estima una inversión de 4.300 millones de dólares en los próximos 20 años. De otro lado, existen planes para importar GNL (que podría proceder de Perú y Bolivia), lo que demandaría importantes flujos de IED.

En el Perú en la década de 1990 y principios del siglo XXI ha habido importantes flujos de IED, debido a la privatización de importantes activos de PETROPERU 580 millones de dólares).

Asimismo, de 1990 al 2002, ha habido IED en exploración (883 millones de dólares) y explotación (1.054 millones de dólares) de petróleo. También ha cobrado importancia el desarrollo de la industria de gas natural, habiéndose invertido 262 millones de dólares por el consorcio Maple para el gas de Aguaytía y 2.000 millones de dólares en el proyecto Camisea, el más importante del Perú en los últimos años. Adicionalmente, empresas privadas plantean exportar gas natural de Pagoreni (adyacente a Camisea) en forma de GNL a México y EE.UU., lo que también demandaría importantes inversiones.

La IED en Venezuela ha sido una de las más importantes de la región en la década del noventa, junto con la realizada en Argentina. La IED más significativa se ha realizado en el *upstream* con los Convenios Operativos (12.200 millones de dólares en el período 1993-2002), en las Asociaciones Estratégicas para la explotación del crudo pesado de la Faja del Orinoco (15.400 millones de dólares de 1997 al 2003) y en los contratos de Exploración a riesgo y de Ganancias compartidas (mil millones de dólares en el período 1996-2003).

En los próximos años se esperan un aumento significativo de la IED en el *upstream* de gas natural (Proyecto Apertura del Gas), la Plataforma Deltana y el Proyecto Mariscal Sucre (exportación de GNL a EE.UU.).

## F. Inversiones en gasoductos en América Latina

El desarrollo de la industria de gas natural en América Latina ha cobrado gran importancia desde principios de la década de 1990. Se han desarrollado importantes proyectos para su producción y consumo en los diferentes países de la región, los que ascienden a 5.640 millones de dólares, con participación importante de IED. También han cobrado importancia los proyectos de integración energética regional, habiéndose construido redes de gasoductos que interconectan a los países de la región, sobre todo en los países del MERCOSUR, el gasoducto Bolivia-Brasil y 5 gasoductos entre Argentina y Chile. La IED en estos gasoductos alcanza un total de 6.318 millones de dólares. Adicionalmente, existe IED por 918 millones de dólares en gasoductos en construcción. A nivel de proyectos en estudio, la IED en gasoductos para la integración regional ascendería a 11.700 millones de dólares en los próximos años.

**Cuadro 1**  
**INVERSIONES TOTALES EN GASODUCTOS EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE**  
(En millones de dólares y kilómetros)

Proyectos de integración regional	Inversión Total	Kilómetros
Versus exportación en operación	6 318	5 519
En construcción	965	1 215
Versus exportación en estudio	11 700	5 250

Total integración	18 983	11 984
Proyectos nacionales de gas natural	5 641	17 108
<b>Total América Latina y El Caribe (ALC)</b>	<b>24 624</b>	<b>29 092</b>

**Fuente:** Elaboración del autor, sobre la base de los resultados de la investigación, CEPAL.

## G. Dimensión de las empresas estatales y su incidencia en el mercado petrolero

El rol predominante que conservan las empresas estatales en la producción regional, en las inversiones, ventas, volumen de utilidades y en las exportaciones regionales, pone de manifiesto la importancia de su estrategia de crecimiento y el espacio que le otorga a la empresa transnacional (ETN) en el sector.

En la clasificación del año 2002 para las 500 empresas de mayores ventas en América Latina (Revista América Economía, 2003a), las empresas estatales PDVSA y PEMEX encabezan la lista, superando a todas las compañías privadas de la región, mientras que PETROBRAS ocupó el sexto puesto y varias otras se ubicaron entre las 120 primeras. A su vez, las empresas petroleras estatales son las de mayores ventas en sus países, salvo en Brasil en donde Telefónica supera a PETROBRAS, y en Chile, donde la empresa estatal, Corporación Nacional del Cobre de Chile (CODELCO), supera a la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP). En el 2002, los precios internacionales del petróleo favorecieron las ventas de estas empresas las que ascendieron a 138.000 millones de dólares.

**Cuadro 2**  
**LAS EMPRESAS ESTATALES PETROLERAS EN LA CLASIFICACIÓN DE AMÉRICA LATINA, 2002**  
(En millones de dólares)

	Ventas	Utilidad neta	Activos totales	Exportaciones
1) PDVSA <sup>a</sup>	50 200	3 993	61 276	42 682
2) PEMEX <sup>b</sup>	50 146	1 666	61 642	14 408
6) PETROBRAS	27 526	5 085	34 253	3 526
32) ECOPETROL	4 019	583	10 638	1 720
61) PETROECUADOR	2 827	1 349	2 903	1 202
71) ENAP	2 612	82	2 133	242
149) PETROPERU	1 234	26	560	132
<b>TOTAL</b>	<b>138 564</b>	<b>12 784</b>	<b>173 405</b>	<b>63 912</b>

**Fuente:** Revista América Economía, N° 213, julio (2003b).

<sup>a</sup> La Utilidad Neta y los Activos Totales de PDVSA corresponden el año 2001.

<sup>b</sup> La metodología oficial de cálculo subvalúa las utilidades de PEMEX.

El rendimiento económico de las empresas petroleras estatales también ha tenido un comportamiento favorable en los últimos años, como consecuencia de la modernización en su administración, gestión y por la aplicación de regímenes de liberalización de precios, los que permitieron eliminar los históricos subsidios financiados por las empresas estatales. En el 2002, cuatro empresas obtuvieron Utilidades Netas superiores a mil millones de dólares, destacando PETROBRAS, PDVSA, PEMEX y PETROECUADOR.

Las exportaciones de las empresas estatales petroleras alcanzaron 63.900 millones de dólares en el 2002, lo que representa el 17,0% del total de exportaciones de bienes de la región en ese año. Esta contribución en divisas es muy significativa para las economías de todos estos países.

Las empresas estatales petroleras tienen activos por un valor de 173 mil millones de dólares, correspondiéndole los primeros lugares a PDVSA, PEMEX y PETROBRAS, cifras que deben aumentar, pues los planes de inversión para los próximos años se han incrementado significativamente. Las inversiones totales anuales<sup>1</sup> de estas empresas mantuvieron una tendencia ascendente durante la pasada década, a pesar de la privatización de tres de ellas durante este período. El monto de inversión del conjunto creció de 11 mil millones de dólares en 1991 a más de 18 mil millones de dólares en el 2002, correspondiendo los más importantes a PEMEX, PETROBRAS y PDVSA.

**Cuadro 3**  
**AMÉRICA LATINA: INVERSIONES TOTALES DE EMPRESAS PETROLERAS ESTATALES 1990-2002**

(En millones de dólares)

Empresa	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
PDVSA	n.d.	4 192	4 405	4 598	4 766	5 089	5 388	5 905	5 241	4 207	4 296	3 800	2 962
PEMEX	n.d.	2 995	2 927	2 718	2 966	2 468	3 395	4 625	5 820	5 627	8 040	8 198	8 529
PETROBRAS	2 118	2 157	2 351	2 165	2 290	3 257	3 359	3 394	4 840	4 178	4 148	4 213	5 949
YPF	n.d.	902	811	1 333	<sup>a</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-
ECOPETROL	284	238	441	835	553	1 090	1 158	1 308	594	631	497	520	540
PETROECUADOR	100	187	131	133	154	147	171	103	45	17	48	176	395
ENAP	65	98	109	119	116	127	148	274	230	153	128	140	169
YPFB	100	105	108	70	72	35	40	<sup>b</sup>	-	-	-	-	-
PETROPERU	51	44	39	54	68	90	<sup>a</sup>	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>2 718</b>	<b>10 918</b>	<b>11 322</b>	<b>12 025</b>	<b>10 985</b>	<b>12 303</b>	<b>13 659</b>	<b>15 609</b>	<b>16 770</b>	<b>14 813</b>	<b>17 156</b>	<b>17 047</b>	<b>18 544</b>

Fuente: Memorias anuales de las empresas.

<sup>a</sup> Privatizada.

<sup>b</sup> Capitalizada.

Las inversiones de las empresas estatales petroleras superan ampliamente el monto de la IED en la región. De acuerdo a cálculos realizados por esta investigación, los gastos de capital en exploración, desarrollo y producción realizados por las empresas extranjeras durante la segunda mitad de los años noventa en América Latina y el Caribe, ha alcanzado un monto anual promedio de cerca de 5.500 millones de dólares, lo que equivale a la tercera parte de la inversión realizada por las empresas petroleras estatales.

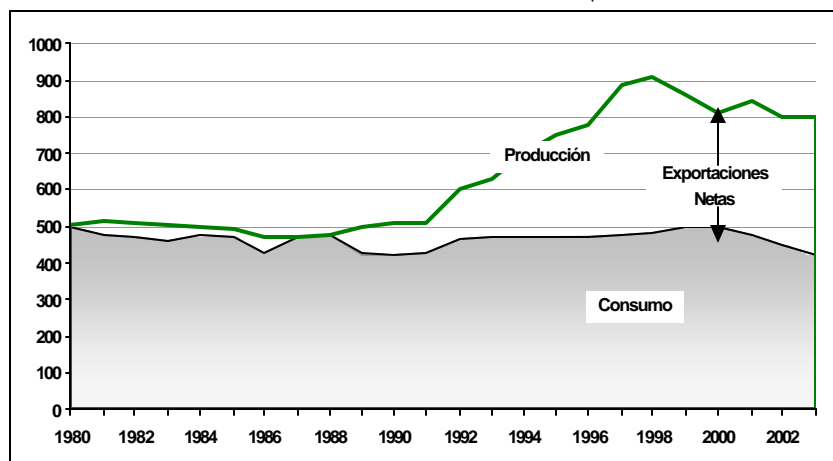
<sup>1</sup> Las inversiones totales corresponden a inversiones en exploración y producción, refinerías, plantas de lubricantes, transporte, distribución y comercialización de hidrocarburos.



## II. Análisis de Argentina

Con 3.200 millones de barriles de reservas probadas de petróleo a diciembre del 2003, Argentina ocupa el cuarto lugar en América Latina después de Venezuela, México y Brasil. En la década del noventa la producción tuvo un crecimiento importante, llegando en el 2003 a 793 mil barriles diarios, alcanzando el cuarto puesto en la región. Sus exportaciones también han aumentado en ese año a 422 mil barriles diarios, destinándose principalmente a Chile, Brasil y otros países vecinos.

Gráfico 1  
PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE  
PETRÓLEO EN ARGENTINA: 1980-2003 (3° TRIMESTRE)  
(Miles de barriles diarios)



**Fuente:** Energy Information Administration (EIA) (2004).

Argentina también tiene importantes reservas de gas natural, ascendientes a 23,4 billones de pies cúbicos (bpc), lo que la sitúa en cuarto lugar después de Venezuela, México y Bolivia. Sin embargo, Argentina el primer productor y segundo consumidor de gas natural en la región,<sup>2</sup> habiendo desarrollado esta industria desde fines de los años cuarenta. En el 2003, Argentina produjo 4,0 bpc (10.959 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd)), mientras que su consumo fue de 3,3 bpc. El resto de la producción se exporta, principalmente a Chile.

## **A. Las reformas a la legislación petrolera en el período 1989-2002**

La reforma del sector de petróleo y gas se realizó dentro del marco global de la Ley de la reforma del Estado (Ley N° 23696/89) y de la Ley de emergencia económica (Ley N° 23697/89) que marcan el punto de partida de la liberalización y apertura al capital privado y extranjero del conjunto de la economía Argentina en 1989.

La reforma petrolera en Argentina se inserta en la primera “oleada” de privatizaciones en este país, que estuvo fuertemente condicionada por objetivos macroeconómicos. El objetivo principal de la política petrolera fue la maximización del valor presente de los hidrocarburos, a través del aumento de la producción con el propósito de generar un saldo exportable de no menos de 10 millones de metros cúbicos por año, lo que ayudaría a equilibrar las cuentas externas del país. Además, se esperaba que la reforma petrolera, junto con una política de fuertes incentivos para la inversión extranjera en general, provocara una afluencia de capitales que, además de sus efectos positivos sobre las cuentas externas, tendría un importante efecto multiplicador sobre el resto de la economía, y contribuiría a mejorar la imagen del país frente a potenciales inversionistas extranjeros.

La reforma estableció la libre disponibilidad del petróleo en el mercado, la desregulación de los precios del crudo y sus derivados y, antes de privatizar YPF, procedió a la reconversión en concesiones a todos los contratos de producción que unían a YPF con empresas privadas, la licitación de algunas áreas de YPF, y la venta de algunos de los activos que tenía esta empresa en el *downstream*.

## **B. Nuevas reglas legales en la exploración de petróleo: el plan Argentina**

En 1991 se dio por finalizada la política exploratoria del “Plan Houston” y se estableció el “Plan Argentina” que definía nuevas reglas para la exploración en nuevas áreas. A diferencia del Plan Houston,<sup>3</sup> en este plan, las empresas que descubran crudo no deberán compartirlo con YPF. El titular del contrato —convertido en concesionario a partir del descubrimiento— explotará los hidrocarburos, dispondrá libremente de los mismos, y sólo retribuirá al país pagando la regalía petrolera a la provincia correspondiente, así como los impuestos a las ganancias que impone toda actividad comercial.

---

<sup>2</sup> Primero se encuentra México con 4,4 trillones de pies cúbicos de consumo de gas, *versus* Argentina como 3,3 trillones de pies cúbicos.

<sup>3</sup> El Plan Houston fue implementado en 1985, durante el gobierno de Raúl Alfonsín, como un intento de incorporación de capitales privados en la exploración, para revertir el deterioro de las reservas. Entre 1985 y 1990, se concursaron 165 áreas en cinco rondas de licitación, se adjudicaron 77 y se firmaron 61 contratos con inversiones pautadas por 951 millones de dólares de las cuales se concretaron 231,6 millones de dólares. (Gadano, 1998).



Actualmente, las áreas adjudicadas y en trámite de adjudicación en el marco del Plan Argentina son 55 de un total de 188 ofertadas, y comprometen inversiones por un total de 280 millones de dólares. Destacan Chevron San Jorge que dispone de 7 áreas *onshore* con inversiones comprometidas por 114 millones de dólares, e YPF con 14 áreas (la mitad de ellas *offshore*)<sup>4</sup> e inversiones comprometidas por 82 millones de dólares (Min. de Economía de Argentina, 2001).

### **C. La emergencia económica del 2002 y las modificaciones a las leyes de hidrocarburos**

Hasta fines del 2001 las empresas que operaban en el mercado de los hidrocarburos lo hacían exclusivamente bajo las condiciones del libre mercado, como se expresó en el acápite anterior. Pero la fuerte devaluación del peso de fines del 2001 y principios del 2002 introdujo cambios “de emergencia” en los dispositivos legales.

La Ley N° 25561 (enero del 2002) declara la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y delega al Poder Ejecutivo las facultades de poderes en temas relacionados al reordenamiento financiero, reactivación de la economía, crecimiento económico, mejorar el nivel de empleo y distribución del ingreso, etc. Con el DL N° 310/2002, del 13 de febrero del 2002 se estableció un derecho de exportación (impuesto) del 20,0% al petróleo y de 5,0% para los derivados.

En los meses siguientes, el gobierno se comprometió a mantener la libre disponibilidad del 70,0% de las divisas que las petroleras obtienen por la exportación de hidrocarburos. A cambio, las empresas petroleras se comprometieron a garantizar el suministro y una estabilidad en los precios de los productos energéticos. En concreto, el acuerdo establece que las empresas petroleras garantizarán el normal abastecimiento de gasóleo, que los precios internos del gasóleo y de las naftas no superarán los del Mercosur, que no subirán las tarifas domésticas de gas ni de GLP y que cubrirán la demanda del mercado interno.

Mediante la Resolución N° 196/2002 del Ministerio de Economía de Julio del 2002, se ratificó el Acuerdo de Estabilidad en el Precio Mayorista del GLP. Las empresas productoras se comprometieron a mantener estables los niveles de precios en las ventas del fluido a las empresas fraccionadoras, de manera de asegurar que el precio promedio ponderado a nivel país, no supere los seiscientos pesos por tonelada (\$/TM 600) en ese sector de consumo.

También se comprometieron a mantener estables los niveles de precios en las ventas del fluido a empresas distribuidoras y subdistribuidoras de gas licuado de petróleo indiluido por redes, en trescientos pesos por tonelada (\$/TM 300). Adicionalmente, se redujo el derecho de exportación del GLP a 5,0%, con efecto a partir del 1° de junio de 2002.

Mediante Resolución N° 85/2003 con fecha 2 de enero del 2003 de la Secretaría de Energía acordó homologar las bases para el Acuerdo entre Productores y Refinadores para la Estabilidad de los Precios del Petróleo Crudo y de las Naftas y el Gas Oil, conocido con el nombre “Acuerdo de Bases”. Esta resolución consiste en acordar las condiciones para la estabilidad de precios de los productos mencionados.

### **D. La inversión extranjera directa (IED), en Argentina**

<sup>4</sup> En una de las áreas *offshore*, YPF está asociada con la Sociedad Internacional Petrolera (SIPETROL).

La IED en Argentina tuvo un fuerte impulso en la década del noventa y principios de la década del 2000. El análisis de la IED se puede dividir en dos partes. Primero, la adquisición de YPF, por parte de REPSOL de España, que se realiza en 1993 y en 1999. La segunda parte corresponde a las adquisiciones de empresas petroleras argentinas por inversionistas extranjeros, que se realiza en dos etapas: 1996-1999 y la segunda en el 2002.

## **1. La privatización de los Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) de 1993 y 1999**

Antes de su privatización en 1993, YPF vendió diversos activos, lo que le permitió recaudar, entre 1991 y 1993, un total de 2.036 millones de dólares: 464 millones de dólares por las áreas marginales, 1.324 millones de dólares por las áreas centrales y 248 millones de dólares por los otros activos. Así, la participación de YPF en la producción total de crudo disminuyó, pasando de 62,2%<sup>5</sup> en 1989, a 41,7% en 1992. Por su lado, la venta de 3 de sus refinerías implicó una disminución de su capacidad primaria de refinación desde el 62,0% hasta el 51,9% respecto del total del país.

En septiembre de 1992 se dictó la Ley N° 21145 que transfirió el dominio de los hidrocarburos a las provincias y declaró YPF sujeta a privatización. Las áreas exploradas y explotadas por YPF fueron convertidas en licencias de exploración y concesiones de explotación. De esta manera, YPF obtuvo 24 permisos de exploración cubriendo aproximadamente 132.735 km<sup>2</sup> y 50 concesiones de explotación cubriendo 32.560 km<sup>2</sup>.

Finalmente, se decidió que el grueso de los activos de YPF, que aún no habían sido privatizados, se vendiera en conjunto, es decir, como una empresa integrada verticalmente. Así, se dividieron las acciones de la empresa en cuatro tipos:

- Clase A (20,00% del capital total) pertenecientes al Estado Nacional;
- Clase B (11,26%) adquiridas por las provincias petroleras;
- Clase C (10,00%) adquiridas por el personal de YPF;
- Clase D (58,74%) de las cuales, la mayor parte de estas acciones:
  - (46,44%) fue vendida en las bolsas de valores de Nueva York, Londres, Buenos Aires y México, y la parte restante, y
  - (12,30%) fue transferida a los jubilados.

Se recaudó un monto de 3.040 millones de dólares por la venta de las acciones en la bolsa, siendo el 75,0% de origen extranjero. Las acciones de clase D fueron vendidas en forma atomizada para que la tenencia no pudiera concentrarse en pocos propietarios, lo que hizo que el 20,0% que pertenecía al Estado le aseguraba una importante influencia en las decisiones de la empresa. Con el tiempo, la participación de las acciones de clase D fue creciendo hasta llegar al 75,0% debido a que las provincias vendieron gran parte de sus tenencias y que los trabajadores se desprendieron de sus acciones en agosto de 1997.

La política de atomización de las acciones de clase D de YPF entre un gran número de accionistas —para que ningún grupo domine la marcha de la empresa— fue revisada en 1998, a raíz del interés manifestado por la petrolera española REPSOL por las acciones que mantenía todavía el Estado en YPF.

---

<sup>5</sup> El resto corresponde a la producción de los contratistas privados (35,4%) y de las viejas concesiones (2,4%) (Kosulj y Bravo, 1993).

En enero de 1999, el gobierno puso en venta el 14,99% de YPF en una subasta internacional, fijando un precio mínimo de 38 dólares por acción. REPSOL fue el único oferente y el precio ofertado coincidió con el precio mínimo exigido por el gobierno. La venta reportó 2.010 millones de dólares al gobierno y REPSOL se convirtió en el accionista más importante de YPF.

En junio de 1999, REPSOL compró otros 83,24% de YPF ofreciendo 44,78 dólares por acción, y quedándose con el 98,23% de la empresa. La operación le costó 13.158 millones de dólares de los cuales 739 millones de dólares fueron para el Gobierno Nacional por el 5,4% que entregó; cerca de mil millones de dólares fueron para las provincias que todavía detenían el 6,4%; cerca de 1.300 millones de dólares para pequeños inversionistas y fondos de pensiones locales, lo que equivale al 8,0%, y 10.040 millones de dólares fueron para inversores extranjeros, en su mayoría fondos de pensiones estadounidenses que detenían 63,52%.

El Estado se reservó mil acciones para ejercer el derecho de veto sobre decisiones estratégicas: cambio de sede y de rubro, disolución o absorción de la compañía. Además, la acción de oro le permitirá sentar a un director en el elenco de doce que manejarán la compañía.

La compra de YPF le permitió a REPSOL cuadruplicar sus reservas de petróleo y gas natural e integrar el *ranking* de las principales diez empresas petroleras del mundo. El total de las reservas probadas de petróleo y gas de REPSOL aumentó en 370,0% de 1998 a 1999, pasando de 1.001 millones de barriles equivalentes de petróleo (MMBEP) a 4.698 MMBEP. El 78,0% de este aumento de reservas se originó en Argentina.

## **2. Adquisición de la mayoría de las empresas nacionales por compañías extranjeras**

Si bien en sus inicios la apertura y liberalización de los hidrocarburos en Argentina no despertó gran interés por parte de las empresas extranjeras, esta situación cambió una vez consolidado el proceso. A partir de 1996, se inició un masivo movimiento de adquisiciones de empresas petroleras nacionales por compañías extranjeras que lleva al control de la producción y de las reservas de gas y petróleo del país por empresas extranjeras.

En 1996, REPSOL adquirió el 37,7% de Astra por 361 millones de dólares. Posteriormente, fue subiendo su participación en varias compras sucesivas hasta llegar a tener en el 2000 el 99,4% de las acciones de la empresa. La compra incluyó participaciones en la distribuidora de combustibles y refinadora (35,5% al momento de la compra que fue subiendo hasta llegar al 98,3% en 1999), la distribuidora de gas natural Metrogas S.A. (20,0% el momento de la compra que subió posteriormente a 34,0%) y la Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. (EDENOR) (10,0% al momento de la compra que subió hasta el 18,0%).

En diciembre del 2000 se fusionaron YPF, Astra C.A.P.S.A. (Astra) y REPSOL Argentina S.A., compañías controladas de REPSOL YPF, mediante la absorción de Astra y REPSOL Argentina S.A. por parte de YPF.

En 1997, REPSOL adquirió, a través de Astra, el 45,0% de Huspetrol Energy por 340 millones de dólares, lo que le permitió participar en la Central Térmica de Cogeneración Tucuman S.A. (100% propiedad de Pluspetrol), contar con yacimientos del noroeste que son de gran importancia para la provisión de gas natural al norte chileno a través del gasoducto Atacama en donde Pluspetrol tiene participación.

En 1997, Amoco Argentina Oil (ahora filial de British Petroleum) fusionó los activos de petróleo y gas que tenía en Argentina con los activos de Bidas, propiedad de la familia Bulgheroni,

formando la empresa Panamerican Energy, en la cual Amoco tiene una participación del 60,0% y Bridas el 40,0%.

En 1999, Chevron adquiere Petrolera San Jorge. San Jorge poseía el último gran descubrimiento de petróleo en Huantraico.

En 1999, PETROBRAS y REPSOL intercambiaron activos por un total de mil millones de dólares. PETROBRAS adquirió la refinería EG3 (5,9% del mercado de refinación argentino) y 610 estaciones de servicio (11,0% del total del mercado de bocas de expendio). Esta adquisición se realizó en el marco del compromiso de REPSOL con el gobierno argentino de desprenderse de ciertos activos, para poder adquirir el paquete mayoritario de YPF.

En el 2002, PETROBRAS adquirió el 58,62 por ciento de las acciones de Pérez Companc, empresa argentina que controla el 98,21% del paquete accionario de Pecom Energía S.A. La operación ascendió a un pago de 1.125 millones de dólares de parte de PETROBRAS.

Así, en el año 2002, las empresas extranjeras controlaban cerca del 88,0% de la producción y del 91,0% de las reservas de petróleo, y alrededor del 70,0% de la producción y de las reservas de gas del país (véase cuadro 4).

**Cuadro 4**  
**ARGENTINA: RESERVAS PROBADAS Y PRODUCCIÓN**  
**DE HIDROCARBUROS POR PRINCIPALES EMPRESAS, 2002**  
*(En metros cúbicos y porcentajes)*

Empresas	Petróleo (millones de m <sup>3</sup> )					Gas (miles de millones de m <sup>3</sup> )				
	Producción		Reservas		R/P	Producción		Reservas		R/P
	Vol.	%	Vol.	%	Años	Vol.	%	Vol.	%	Años
REPSOL YPF (España)	22	48	171	37	8	14	31	217	28	15
- YPF S.A. (98.23%)	16	36	107	23	7	13	29	190	24	14
- Astra Capsa (98.30%)	6	12	64	14	12	1	2	27	4	27
Petrobras (ex-Pérez Companc) (Brasil)	5	12	68	14	13	4	10	79	10	18
Chevron (EE.UU.)	4	10	40	8	9	1	2	9	1	9
Pan American Energy (G.Bretaña)	4	9	55	12	14	3	8	81	11	23
Total Austral SA (Francia)	2	5	18	4	8	8	18	177	23	22
Tecpetrol SA (Argentina)	2	4	32	7	17	4	9	62	8	16
Vintage Oil Argentina Inc. (EE.UU.)	2	4	28	6	17	0	1	4	1	9
Pluspetrol S.A. <sup>a</sup> (Argentina)	1	2	23	5	21	5	11	88	11	18
Otros	3	6	30	6	12	4	9	57	7	13
<b>Total</b>	<b>45</b>	<b>100</b>	<b>473</b>	<b>100</b>	<b>11</b>	<b>45</b>	<b>100</b>	<b>778</b>	<b>100</b>	<b>17</b>

**Fuente:** Elaboración del autor, sobre la base de la Secretaría de Energía (2003).

<sup>a</sup> REPSOL posee el 45% de Pluspetrol Energy, una filial de Pluspetrol S.A.

### 3. Las cifras de la inversión extranjera

La IED en Argentina en el sector petróleo alcanzó la cifra de 27.393 millones de dólares de 1992 al 2002, lo que significó el 35,5% del total de IED en Argentina en el mismo período. Como se aprecia en el cuadro, a partir de 1996 aumenta la IED debido al proceso de compra de activos petroleros por parte de las empresas extranjeras. En 1999, la compra de YPF por parte de REPSOL explica buena parte de los 17.830 millones de dólares ingresados al sector. Finalmente, la compra de

Pérez Compagnon por parte de PETROBRAS explica buena parte de la IED de 1.177 millones de dólares en el 2002.

**Cuadro 5**

**TRANSACCIONES DE CAPITAL: INCLUYE COMPRA DE ACTIVOS E INVERSIÓN MATERIALIZADA**  
(En millones de dólares)

Inversión Extranjera Directa (IED)	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	Total
Petróleo	1 222	277	502	436	1 046	105	1 313	17 830	2 689	796	1 177	27 393
Total	4 432	2 793	3 637	5 610	6 951	9 161	7 292	23 986	10 418	2 166	775	77 220
<b>Petróleo/Total (%)</b>	<b>27,6</b>	<b>9,9</b>	<b>13,8</b>	<b>7,8</b>	<b>15,1</b>	<b>1,2</b>	<b>18,0</b>	<b>74,3</b>	<b>25,8</b>	<b>36,7</b>	<b>151,8</b>	<b>35,5</b>

**Fuente:** Instituto Nacional de Estadísticas y Censos de la República de Argentina (INDEC), Dirección Nacional de Cuentas Internas (DNCI), (2003, 2004).

**Nota:** En el año 2002, hubo desinversión de capital en varios sectores de la economía, lo que explica que la IED en petróleo sea mayor a la inversión.

## Recuadro 1

**LA IMPORTANCIA DE LA ADQUISICIÓN DE PÉREZ COMPANC POR PETROBRAS**

Pérez Companc era la segunda empresa productora de petróleo en Argentina y la primera empresa petrolera con capitales nacionales. Pérez Companc poseía una participación del 49,1% en la Compañía Inversora en Transmisión Eléctrica S.A. (CITELEC); esta empresa a su vez es dueña del 65% de la Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión S.A. (TRANSENER).

Entre 1990 y 1994, Pérez Companc aprovechó las privatizaciones para sumar a sus negocios: el transporte y distribución de gas natural; la generación, transporte y distribución de electricidad; el transporte, almacenaje y embarque de petróleo; la refinación; la petroquímica, e incluso las telecomunicaciones; la minería; la actividad agropecuaria, y estaciones de servicio.

Sus planes de inversión en el área de exploración y producción (E&P) para el 2001-2005 fueron de 3.000 millones de dólares, de los cuales sólo 750 millones de dólares se realizarían en Argentina, mientras que el resto se repartiría de la manera siguiente: 1.300 millones de dólares en Venezuela, 390 millones de dólares en Ecuador, y 330 millones de dólares en Perú y Bolivia.

Las áreas de E&P representan aproximadamente el 60% del valor de la empresa y fueron el incentivo para la adquisición de PETROBRAS. El total de reservas probadas de Pérez Companc son 8,400 millones de barriles de petróleo y 10,7 billones de pies cúbicos de gas natural. Sólo el 40% de las reservas de petróleo de Pérez Companc están en Argentina, pues el resto está distribuido en Venezuela, Bolivia, Ecuador y Perú.

Fuera de la Argentina, Pecom ya estaba presente en Bolivia desde 1989, cuando participó en el proceso de capitalización de YPF-Bolivia, llevando a cabo también actividades de exploración en otras dos áreas. Sin embargo su expansión en América Latina marca un verdadero hito en 1994 cuando empieza a desarrollar actividades de exploración y producción en Venezuela, extendiéndolas luego a Perú, Ecuador y Brasil. En 1999, da un paso hacia la integración de sus actividades en Bolivia con la compra, conjuntamente con PETROBRAS, de dos refinerías de YPFB que son privatizadas, las que tienen una capacidad conjunta de destilación de 60 MBD.

También estaba presente, desde finales de los años noventa, en una planta petroquímica en

**Fuente:** Pecom Energía S.A. ([www.pecom.com.ar](http://www.pecom.com.ar)); *Clarín* del 15.03.2001, y *Estrategia*, 05.10.2001.

<sup>a</sup> Posteriormente se retira del negocio de las telecomunicaciones así como de la distribución de gas.

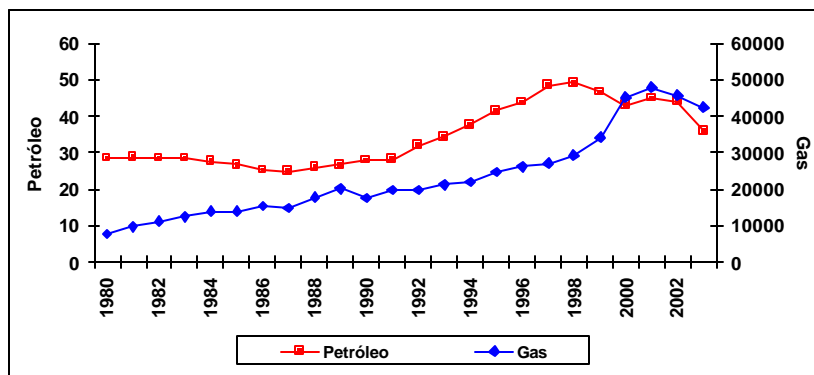
## E. La situación del sector después de la apertura

- **La producción, las reservas y la actividad exploratoria**

La apertura del sector petrolero ha tenido un fuerte e inmediato impacto sobre la producción de petróleo que registró altas tasas de crecimiento a partir de 1992 (véase gráfico 2). En el caso del gas, se conocía un importante dinamismo desde antes de la reforma, la producción siguió creciendo a fuertes tasas durante los años noventa, impulsada tanto por la demanda interna<sup>6</sup> como por los proyectos de exportación de gas natural hacia Chile, Uruguay y Brasil que empezaron a concretarse a partir de 1997, 1998 y 2000 respectivamente.

<sup>6</sup> La abundante oferta de gas natural ha impulsado el desarrollo de proyectos de generación térmica de electricidad así como de proyectos petroquímicos intensivos en el uso de gas natural para la fabricación de productos orientados al mercado regional, principalmente Brasil.

**Gráfico 2**  
**ARGENTINA: PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS**  
 (En millones de metros cúbicos)



Fuente: Secretaría de Energía.

Durante la segunda mitad de los años ochenta, más del 90,0% de los pozos exploratorios fueron perforados por YPF, mientras que después de la reforma, esta proporción había bajado al 75,0% en 1993 y siguió disminuyendo para llegar al 24,0% en 1999 y 32,0% en el 2000.

**Cuadro 6**  
**ARGENTINA: POZOS EXPLORATORIOS**  
**PERFORADOS DE PETRÓLEO Y GAS (1981-2002)**  
 (En número de pozos)

Años	YPF	Total
1981	n.d.	126
1982	n.d.	109
1983	n.d.	133
1984	126	136
1985	148	157
1986	89	102
1987	87	98
1988	100	103
1989	85	98
1990	79	98
1991	n.d.	100
1992	n.d.	52
1993	55	74
1994	97	151
1995	98	166
1996	60	133
1997	31	89
1998	28	59
1999	14	33
2000	18	58
2001	n.d.	31
2002	n.d.	31

Fuente: Elaboración del autor sobre la base de Kosulj (2002), Gadano(1998), y Secretaría de Energía (2003) (2004).

**Nota:** Incluye pozos improductivos. No se incluye en el presente informe la totalidad de pozos terminados de exploración en permisos de exploración.

También se puede observar que la perforación de pozos exploratorios, después de disminuir drásticamente en 1992 y 1993, se recuperó fuertemente en 1994 regresando a los niveles de la primera mitad de los años ochenta, para luego desplomarse a partir de 1997. Los números de pozos exploratorios perforados llegaron a un mínimo de 33 pozos en 1999, disminuyendo a 31 pozos en los años 2001 y 2002. Estas cantidades representan sólo la tercera parte de la cantidad de pozos exploratorios perforados en el peor año de la década del ochenta (98 pozos en 1987 y 1989).

La perforación de pozos exploratorios se recupera en el 2000, pero luego en el 2001 y el 2002 vuelve a caer, en buena medida por la crisis económica y, luego, por la devaluación. Los informes de la Secretaría de Energía para el año 2003 establecen que ese año sólo se perforaron 29 pozos exploratorios.

## **F. La inversión extranjera y la integración de las actividades de la industria**

El interés de las empresas extranjeras que compraron activos petroleros en Argentina no se limita solamente al abastecimiento del mercado argentino, y al solo negocio petrolero. Abarcó también proyectos de integración vertical, en una cadena que va desde los yacimientos hasta las estaciones de servicio en el caso del petróleo y hasta la petroquímica y la generación termoeléctrica en el caso del gas, y con miras al mercado regional.

Para entender cuales son —terminado el proceso de privatización de los activos petroleros— los principales atractivos de las inversiones en hidrocarburos en Argentina, y captar la verdadera dimensión del negocio petrolero en este país, hay que ubicarlo en el marco de la integración vertical y horizontal de diversas fases de la actividad energética doblada de una integración regional, con un especial interés en Brasil, que representa el mayor mercado energético de la región, pero también en Chile, país pobre en hidrocarburos.

## **G. Integración vertical, horizontal y regional**

A partir de la apertura y la liberalización del sector, la producción de petróleo ha superado ampliamente el consumo interno y el excedente se ha dirigido principalmente a los mercados vecinos de Brasil y Chile, importadores netos de crudo. El petróleo, por la facilidad relativa de su transporte comparado al del gas, fue el primer hidrocarburo que, después de la liberalización, empezó a jugar un rol importante en el comercio regional. Los productores argentinos aprovecharon la ventaja de la cercanía geográfica para desplazar a los otros proveedores, y tanto Chile<sup>7</sup> como Brasil se fueron convirtiendo en los principales compradores de crudo argentino, absorbiendo entre los dos, el 75,0% de las exportaciones 2000 (44,0% Chile y 31,0% Brasil) (Secretaría de Energía).

Por su lado, el potencial gasífero de Argentina ha generado también la construcción de varios gasoductos para el transporte del gas natural hacia Chile, Uruguay y Brasil. Las primeras exportaciones de gas natural empezaron en enero de 1997 hacia Chile, con la puesta en marcha del primer gasoducto que une la provincia de Santa Cruz al complejo industrial Methanex ubicado en

---

<sup>7</sup> La construcción del oleoducto transandino en 1994 fue determinante en el desarrollo de las exportaciones de crudo hacia Chile.



Posesión (Punta Arenas) en Chile, que fue seguido por varios otros, provocando un rápido crecimiento de las exportaciones de gas natural de Argentina hacia sus vecinos.

**Cuadro 7**  
**EXPORTACIONES E IMPORTACIONES DE HIDROCARBUROS**  
 (En millones de dólares)

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
<b>Petróleo</b>										
Importaciones	219	10	139	438	700	751	935	1.229	963	1.357
Exportaciones	1 273	2 713	4 454	10 467	14 327	16 691	17 104	16 979	13 815	14 248
<b>Gas</b>										
Importaciones	1 808	1 765	1 736	1 873	1 764	1 76	1 413	1 454	349	0
Exportaciones	0	0	0	0	0	0	614	1 782	3 078	4 221

**Fuente:** Elaboración del autor, sobre la base de la Secretaría de Energía.

La integración regional no se da únicamente a través del comercio de los combustibles, sino que también a través de la presencia de varias empresas productoras de petróleo y gas en Argentina en los yacimientos de otros países de América Latina, y se acompaña de una integración vertical y horizontal con intereses de dichas empresas en varios eslabones de la cadena energética. En efecto, además de sus actividades en el *upstream*, hay empresas que operan —desde distintos lados de las distintas fronteras— en el transporte y la distribución de petróleo y gas, en la generación térmica de electricidad a partir del gas, en refinerías de petróleo y en empresas petroquímicas cuyos insumos principales son los hidrocarburos y que son consumidoras de energía eléctrica, etc.

El ejemplo más representativo de esta estrategia de integración vertical, horizontal y regional es el de la petrolera española REPSOL para la cual el control de la industria de hidrocarburos de Argentina ha sido determinante para su posicionamiento en la industria energética latinoamericana. Lo mismo pasó con Pérez Companc, cuando todavía era una empresa nacional, cuya consolidación en Argentina entre 1990 y 1994, le sirvió como base para su posterior expansión en América Latina. Fue PETROBRAS la empresa que, finalmente, terminó comprando a Pérez Companc y acentuando la integración vertical de sus actividades en la región.

En el caso de Total Austral, segundo productor de gas en Argentina, la apertura del sector energético en América Latina la ha también inducido a reubicar su presencia en Argentina en el marco de una estrategia de integración vertical, horizontal y regional, centrada en el mercado del gas.

En conclusión, se puede decir que la apertura y privatización del sector de hidrocarburos en Argentina ha consolidado en un primer momento la posición de las empresas petroleras nacionales privadas, cuya expansión en la producción de hidrocarburos no se realizó en nuevas áreas de producción, sino que sobre las áreas que habían sido exploradas y explotadas por YPF. Un rasgo común en la estrategia de estas empresas ha sido la integración vertical y horizontal de sus actividades en el más amplio sector energético, seguida —en el caso de algunas de ella— por la expansión hacia otros países de América Latina.

El interés de las empresas petroleras extranjeras por Argentina se despierta en una segunda etapa, una vez realizada y consolidada la apertura. Esta vez, tampoco fueron las nuevas áreas las que atrajeron la inversión privada que se volvió a dirigir prioritariamente a la adquisición de activos existentes. Así, durante la segunda mitad de los años noventa, se asiste a una transferencia masiva de activos nacionales, incluyendo a YPF, hacia las compañías extranjeras, y a una importante disminución de la actividad exploratoria que, hasta la reforma, era casi exclusivamente impulsada por la entonces estatal YPF. Varias podrían ser las razones del poco interés que ha mostrado el capital privado en la realización de inversiones a riesgo para descubrir nuevos yacimientos, a pesar del

marco regulatorio muy favorable para la actividad en hidrocarburos,<sup>8</sup> y a pesar del corto horizonte de producción para el petróleo y de la disminución del horizonte de producción para el gas; entre ellas (Kozulj, 2002):

- Las empresas petroleras nacionales habían tradicionalmente tenido mejores alternativas reales (los contratos con YPF) que las inversiones con contratos de “riesgo”, y estaban acostumbradas a tener garantizadas sus ganancias con la explotación de reservas ya descubiertas por YPF. Por consiguiente, no habían desarrollado el comportamiento típico de las empresas petroleras que consiste en invertir a riesgo en la búsqueda de nuevas reservas. Con la apertura petrolera y energética en los otros países de América Latina, estas empresas que tenían muy buena renta en Argentina, la utilizaron para multiplicarla donde más les convenía, que sea en otros países de América Latina, o en otros sectores energéticos o otros eslabones de la cadena energética.
- Del lado de las empresas extranjeras, la compra de las empresas nacionales existentes, constituía una oportunidad de incrementar las reservas mucho más atractiva que participando en las licitaciones de áreas subexplotadas y de alto riesgo (Plan Argentina).
- También se ha visto que a la víspera de las privatizaciones, las reservas fueron reevaluadas a un nivel 28,0% inferior a las estimaciones de YPF que, sin embargo, por su larga trayectoria disponía de expertos y de buena información geológica. Cuando se privatizan las áreas e YPF, la información geológica y los expertos pasan también a órbita privada, de manera que las actuales informaciones sobre las reservas provienen únicamente de las empresas privadas, que posiblemente dispongan de más reservas que las que declaran, lo que explicaría su poca urgencia para hallar nuevas reservas.
- Según la Energy Information Administration (EIA) (2001), existiría un consenso en considerar a Argentina como un país “muy maduro para ofrecer un significativo potencial de exploración” pero que ofrece interesantes “oportunidades para un mayor desarrollo de las reservas existentes”. Esta tesis se ve corroborada también por Kosulj y Bravo (1993), que afirmaban, que:

“la escasez de inversiones privadas en exploración no podría atribuirse a la falta de estímulos económicos, sino principalmente al escaso interés que presentan las cuencas argentinas para las empresas petroleras de envergadura y un relativamente alto riesgo para las que no lo son”.

“...si bien es cierto que la Argentina se enfrenta con un problema de acrecentar reservas en el futuro, este problema tiene dos fuentes de solución que en principio no son excluyentes: aumentar la actividad exploratoria y disminuir el consumo...”

lo que los lleva a cuestionar el objetivo de aumentar la producción porque:

“los principales problemas petroleros argentinos no serían tanto intentar maximizar la producción de petróleo, sino profundizar aún más su sustitución y promover activamente programas de conservación y de uso racional de la energía”.

- La devaluación del 2001 y las medidas de emergencia tomadas por el gobierno, afectaron a la industria petrolera. Se aplicó un impuesto de 20,0% a las exportaciones de petróleo y de 5,0% a las exportaciones de combustibles. Además, se llegó a acuerdos con los

<sup>8</sup> La regulación de la actividad petrolera en Argentina es una de las más favorables de la región y del mundo.

productores para estabilizar los precios de los hidrocarburos en el mercado interno. Debido a ello, afirman las empresas, disminuyeron las inversiones en el sector e, incluso, algunas empresas (como Vintage Oil) dejaron de producir.

- A partir del 2003, Argentina viene atravesando un período de recuperación económica, lo que ha incidido en el sector petrolero. Además, la devaluación del peso ha disminuido los costos operativos de las empresas. También influyó la reafirmación del gobierno en su compromiso de permitir que las empresas puedan remesar al exterior hasta un 70,0% de sus ingresos por ventas.

### **III. Análisis de Bolivia**

---

Con 480 MMB de reservas probadas de petróleo a fines del 2003 (lo que incluye los líquidos del gas natural de Tarija), Bolivia es un país petrolero de tamaño pequeño, de acuerdo a los estándares de América Latina. Sin embargo, desde fines de la década del noventa y principios de esta década, en Bolivia se han descubierto importantes reservas de gas natural, en el departamento de Tarija.

A diciembre del 2003 las nuevas reservas se han determinado 28,7 bpc de reservas probadas y 54,9 bpc de reservas probadas y probables, lo que ubica a Bolivia en tercer lugar en América Latina, tan solo detrás de Venezuela y México. La explotación de estas reservas puede llevar a cambios significativos, sobre todo por los planes de exportación a América del Norte (México y Estados Unidos). Éste es el reto principal para Bolivia en los próximos años.

Además, los condensados (líquidos) que se encuentran en el gas natural han permitido que también se amplíen las reservas de petróleo de Bolivia. Éstas eran de 80 MMB en los departamentos de Santa Cruz, Cochabamba y Chuquisaca. Con los líquidos del gas natural de Tarija, han aumentado en 400 MMB, siendo ahora el total de 480 MMB.

La producción actual de petróleo de Bolivia es de 40 mil barriles diarios, mientras que su consumo es de 53 mil barriles diarios, lo que motiva que actualmente Bolivia sea un importador neto de petróleo. De otro lado, Bolivia produce 530 mmpcd de gas natural que, en su mayor parte, son exportados a Brasil.

## A. Las modificaciones legales en la década de los años noventa

Desde 1996, en que se promulgó la Ley N° 1689, en Bolivia la exploración y explotación de petróleo en Bolivia se realiza únicamente a través de contratos de riesgo compartido con empresas privadas, que son suscritos por YPFB, en representación del Estado boliviano. La Ley N° 1689 claramente excluye a YPFB de realizar estas actividades directamente.

Lo mismo sucede en el campo de la refinación y comercialización de hidrocarburos. Anteriormente, estas actividades podían ser realizadas por YPFB y por terceros. Ahora, la refinación e industrialización de hidrocarburos, así como la comercialización de sus productos es libre y podrá ser realizada por cualquier persona individual o colectiva, nacional o extranjera, mediante su registro en la Superintendencia de Hidrocarburos del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE) y el cumplimiento de las disposiciones legales que regulan estas actividades (Art. 44 de la Ley N° 1689). De igual manera, el Art. 5 establece que es libre la importación, la exportación y la comercialización interna de los hidrocarburos y sus productos derivados.

En lo que concierne al transporte de hidrocarburos y la distribución de gas natural por redes, la Ley N° 1194 establecía que estas actividades podían ser realizadas por YPFB y por terceros. Ahora, la Ley N° 1689 establece que:

“el transporte de hidrocarburos y la distribución de gas natural por redes será objeto de concesión administrativa, por tiempo limitado, en favor de personas individuales o colectivas, nacionales o extranjeras, por la Superintendencia de Hidrocarburos del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE)” (Art. 1).

Es decir que YPFB tampoco realizará estas actividades. La ley también modificó el régimen tributario. Ahora, los contratistas pagarán regalías diferenciadas según se trate de hidrocarburos nuevos o hidrocarburos existentes. Para el caso de los existentes, la legislación no se modifica y las regalías ascienden al 50,0% del valor de la producción, así como para los considerados “nuevos”, el pago total de regalías disminuye al 18,0%, todos los cuales se distribuyen de la siguiente manera:

**Cuadro 8**  
**REGALÍAS DIFERENCIADAS ENTRE LOS HIDROCARBUROS EXISTENTES Y LOS NUEVOS**  
(En porcentajes)

Regalías/Participación	Valor en boca de pozo para hidrocarburos	
	Existentes	Nuevos
Regalías Departamentos Productores	11	11
Regalía Nacional Compensatoria	1	1
Participación Nacional Complementaria	13	Eliminada
Participación Nacional	19	Eliminada
YPFB – Transportadora de Gas Natural (TGN)	6	6

Fuente: Elaboración del autor.

Además de ello, los contratistas deberán pagar los impuestos que señala la Ley N° 843. Cabe señalar que los pagos realizados por concepto del Impuesto a la Renta y del Impuesto a la Remisión de Utilidades al Exterior, atribuibles a los hidrocarburos existentes, son acreditables contra la Participación Nacional Complementaria a los hidrocarburos existentes (13,0%).

Como consecuencia de esta ley, a partir de 1996 comenzó la privatización de los campos petroleros y de la red de oleoductos, la misma que se llevó a cabo bajo la modalidad de la “capitalización”.<sup>9</sup>

## B. La privatización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)

Los campos petroleros de YPFB fueron divididos en dos sociedades anónimas mixtas (SAM), Andina y Chaco. El 50% de las acciones de la SAM Andina fue adquirido por un consorcio de empresas argentinas (con YPF como accionista mayoritario y operador, integrando también el consorcio las empresas argentinas Pérez Companc y Pluspetrol) mediante un compromiso de inversión de 264,7 millones de dólares, mientras que el 50% de las acciones de la SAM Chaco fue adquirida por Amoco (Estados Unidos; esta empresa fue luego comprada por British Petroleum) y la empresa argentina Bidas con un compromiso de inversión 306,6 millones de dólares (véase cuadro 9).

**Cuadro 9**  
**BOLIVIA: CAPITALIZACIÓN Y PRIVATIZACIÓN DE**  
**YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES BOLIVIANOS (YPFB)**  
*(En millones de dólares y porcentajes)*

Empresas	Comprador	Monto	Vendidas (%)
<b>Capitalizadas (1996)</b>			
- Andina S.A. (producción) <sup>a</sup>	YPF (20,25%) Pérez Companc (20,25%) Pluspetrol (9,5%)	264,7	50
- Chaco S.A. (producción)	Amoco (USA, 30%) Bidas (Arg, 20%)	306,6	50
- Transredes (ductos)	Enron (USA, 25%) Shell (Reino Unido-Holanda, 25%)	263,5	5
<b>Subtotal (1)</b>		<b>835,0</b>	
<b>Privatizadas <sup>b</sup> (1999)</b>			
- Refinería Gualberto Villarroel	Petrobras (70%) Pérez Companc <sup>c</sup> (30%)	102,0	100
- Refinería Guillermo Elder Bell			
- Poliducto Palmasola – Viru-Viru			
- Poliducto Refinería Villarroel - Aeropuerto			
<b>Subtotal (2)</b>		<b>102,0</b>	
<b>Total (1) + (2)</b>		<b>937,0</b>	

**Fuente:** Viceministerio de Energía e Hidrocarburos de Bolivia.

<sup>a</sup> En febrero del 2001, REPSOL-YPF adquirió el íntegro de las participaciones de sus asociadas, con lo cual ahora REPSOL-YPF es dueña del 50% del total de acciones de Andina, siendo los Fondos de Pensiones dueños del 50% restante.

<sup>b</sup> Todas estas empresas se privatizaron como una sola unidad económica.

<sup>c</sup> En el 2003, Petrobras adquirió el 100% de las acciones de Pérez Companc.

<sup>9</sup> En marzo de 1994, el gobierno promulgó la Ley de Capitalización en la cual se establece la conversión de las empresas estatales, entre ellas YPFB, en sociedades de economía mixta. La capitalización exige al inversionista estratégico aportar en inversiones el 100% del valor de mercado de la empresa, obteniendo así nuevas acciones equivalentes al 50% del capital total de la nueva empresa. El 50% restante de las acciones es de propiedad de los fondos de pensiones bolivianos.

La “capitalización” de las redes de transporte por ductos pertenecientes a YPF se llevó a cabo en 1997. El consorcio ENRON/Shell (Estados Unidos/Holanda-Reino Unido) adquirió el 50,0% de la empresa Transporte de Hidrocarburos S.A. (TRANSREDES), con un compromiso de inversión total de 263,5 millones de dólares. En esta fase, por lo tanto, los ingresos por capitalización ascendieron a 835 millones de dólares.

En 1999, se privatizó el 100% de las acciones de las dos refinerías y las dos redes de poliductos que eran propiedad de YPF. Éstas se convirtieron en la Empresa Boliviana de Refinación. El único postor fue un consorcio formado por PETROBRAS (70,0%, Brasil) y Pérez Companc (30,0%, Argentina) que adquirió todas estas unidades de negocios en 102 millones de dólares.

### C. La conversión de contratos y las licitaciones de 1997-1999

En aplicación de la Ley N° 1689, los contratos de asociación y de operación existentes se convirtieron a la nueva modalidad de riesgo compartido. Bajo esta modalidad, los contratistas que celebren contratos con YPF adquieren el derecho de explorar, explotar y comercializar los hidrocarburos producidos, exceptuándose los volúmenes requeridos para satisfacer el consumo interno de gas natural y para cumplir los contratos de exportación de YPF. De acuerdo con la ley, para llevar a cabo la conversión, las empresas debían establecer compromisos mínimos de inversión para los años siguientes. Estos compromisos, para el período 1997-1999 ascendieron a 56,8 millones de dólares (véase cuadro 10).

**Cuadro 10**  
**CONTRATOS CONVERTIDOS Y LICITACIONES:**  
**COMPROMISOS DE INVERSIÓN EN EXPLORACIÓN**  
*(En millones de dólares)*

Contratos	Monto Inicial Comprometido 1997-1999	Compromiso de Inversión 2000-2003
<b>Convertidos:</b>		
Petrobras	13,2	
YPF S.A.	10,8	
Maxus Bolivia	7,0	
Vintage Petroleum	7,0	
Total Exploration	7,0	
Chevron	4,7	
Otros	7,1	
<b>Subtotal (1)</b>	<b>56,8</b>	<b>160,8</b>
<b>Por adjudicación:</b>		
Campos menores (1998) <sup>a</sup>	125,4	
Licitación de áreas 1997	320,0	
Licitación de áreas 1998	45,5	
Licitación de áreas 1999	14,8	
<b>Subtotal (2)</b>	<b>505,7</b>	<b>1 431,1</b>
<b>Total (1+2)</b>	<b>562,5</b>	<b>1 591,9</b>

**Fuente:** Viceministerio de Energía e Hidrocarburos de Bolivia.

<sup>a</sup>Maxus (22,8 millones de dólares); Shamrock (88,6 millones de dólares), y Panandean (14 millones de dólares).



En lo que concierne a las licitaciones de áreas menores y a las licitaciones llevadas a cabo en 1997, 1998 y 1999, los compromisos de inversión iniciales ascendieron a 505,7 millones de dólares. De esta manera, el total de la inversión por estos conceptos en el período 1997-1999 fue de 562,5 millones de dólares. Los compromisos de inversión esperados para los años 2000 a 2003 suman 1.592 millones de dólares, aproximadamente.

En el 2000 se asignó adicionalmente un lote para producción. En el 2001 se otorgaron cuatro lotes: Río Hondo, Aquio, Ingre y Vuelta Grande Norte, obteniéndose 9 millones de dólares por bonos de firma y compromisos de inversión por 13,9 millones de dólares.

**Cuadro 11**  
**BOLIVIA: ÁREAS ADJUDICADAS 2001 Y COMPROMISOS DE INVERSIÓN**  
(En millones de dólares)

Bloque asignado	Empresa	Inversión comprometida	Bono de firma
Río Hondo	Petrobras/Total	5,6	-
Aquio	Total	4,5	2,0
Ingre	Petrobras	1,3	7,0
Vuelta Grande Norte	Chaco	2,5	0,045
<b>Total</b>		<b>13,9</b>	<b>9,045</b>

Fuente: Vice Ministerio de Energía e Hidrocarburos de Bolivia.

En el 2002 no se presentaron postores a la licitación. En el 2003, PETROBRAS fue el único postor para el bloque Irenda, en el Departamento de Santa Cruz. En los otros dos bloques que se ofertaron, la licitación fue declarada desierta.

## D. La inversión extranjera en la década del noventa

De 1993 al 2002, se invirtieron en Bolivia 2.500 millones de dólares en el sector hidrocarburos, lo que representa el 40,0% del total invertido en el país en ese período (véase cuadro 12). El repunte de la inversión en el sector comienza en 1997, como producto de la capitalización de los campos productores de petróleo de YPFB (denominados Andina y Chaco), de la red de gasoductos TRANSREDES, de la reconversión de los contratos petroleros existentes y la licitación de nuevas áreas. Cabe señalar que la inversión para la construcción del gasoducto Santa Cruz-São Paulo figura en el rubro Comercio y Servicios y asciende a 435 millones de dólares para el período 1997-1999. Lo mismo sucede con la inversión en el gasoducto Yasyrg y, también, en el gasoducto que va desde la población boliviana de Río Grande a Cuiabá (Brasil), lo que se analiza más adelante.

**Cuadro 12**  
**BOLIVIA: INVERSIÓN EXTRANJERA DIRECTA**  
(En millones de dólares)

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002 <sup>a</sup>	Total
Hidrocarburos	65,3	62,8	137,7	53,4	295,9	461,9	384,1	377,6	404,7	256,4	2 499,8
Minería	42,0	28,1	47,4	19,7	29,9	38,2	23,1	28,5	32,3	10,3	299,5
Industria y agroindustria	20,9	31,5	52,9	27,6	24,7	16,4	152,2	89,1	87,3	36,9	539,5

Comercio y servicios	0,6	51,5	97,4	326,5	503,4	509,6	451,0	326,0	301,4	308,9	2 876,2
<b>Total</b>	<b>128,8</b>	<b>173,9</b>	<b>335,4</b>	<b>427,2</b>	<b>854,0</b>	<b>1 026,1</b>	<b>1 010,4</b>	<b>821,1</b>	<b>825,7</b>	<b>612,6</b>	<b>6 215,1</b>
<b>IED: (%) Hidrocarburos/ Total</b>	<b>51</b>	<b>36</b>	<b>41</b>	<b>12</b>	<b>35</b>	<b>45</b>	<b>38</b>	<b>46</b>	<b>49</b>	<b>42</b>	<b>40</b>

Fuente: Ministerio de Comercio Exterior e Inversión.

Nota: De 1997 a 1999, se invirtieron 435 millones de dólares en el gasoducto Santa Cruz-São Paulo, lo que se incluye en Comercio y Servicios.

<sup>a</sup> Información preliminar tercer trimestre.

Como producto de la decisión de construir el gasoducto a Brasil, se produce un importante incentivo para la exploración de reservas de gas natural. Así, de 1998 en adelante, se producen importantes inversiones en exploración en la zona de Tarija. Es importante resaltar que el éxito obtenido por las empresas extranjeras se ha dado en el descubrimiento de importantes reservas de gas natural, no así en el descubrimiento de reservas de petróleo crudo.

A continuación se analizan las inversiones más importantes realizadas en Bolivia en los últimos años: el gasoducto Bolivia-Brasil y las inversiones en gas natural en la zona de Tarija.

## 1. El gasoducto Bolivia-Brasil

La construcción en 1996 del gasoducto Santa Cruz (Bolivia)-São Paulo (Brasil) es uno de los proyectos energéticos más importantes a nivel continental. Fue terminado en 1999, y tiene una longitud total de 3.069 km. El gasoducto tiene un diámetro de 32 pulgadas y una capacidad de transporte de 30 millones de metros cúbicos diarios (lo que equivale a mil millones de pies cúbicos diarios). En Bolivia se han construido 557 km, mientras que el tramo brasileño consta de 2.512 km (Corumbá - Porto Alegre).

Su construcción demandó una inversión total de 2.100 millones de dólares. En territorio brasileño se invirtió el 80,0% del total y el 20,0% restante en Bolivia. El primer año generó exportaciones por un valor de 131 millones de dólares, debiendo aumentar a 500 millones de dólares en el quinto año (Min. Des. Eco., Vicemin. Min. y Met., 2003/2004).

La participación societaria de la empresa en el lado boliviano está constituida por el consorcio TRANSREDES, sus socios mayoritarios ENRON y Shell y por GASPETRO (filial de la estatal PETROBRAS). También tiene participaciones minoritarias de British Gas y El Paso Energy (BBPP).

La participación porcentual en el accionariado es la siguiente: TRANSREDES (Fondos de Pensión Bolivianos, 25,5%), TRANSREDES (Shell, 12,75%) y TRANSREDES (ENRON, 12,75%), ENRON (17,0%), Shell (17,0%) y GASPETRO (11,0%). BBPP tienen 2,0% cada uno.

En el Brasil, el consorcio está formado por PETROBRAS-GASPETRO, a través de su filial Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG), con 51,0%. También participa el consorcio BBPP Holdings con el 29,0% (este consorcio está constituido por British Gas, BHP y El Paso Energy; cada una de estas empresas tiene 9,66%), TRANSREDES con el 12,0% (este consorcio está formado por ENRON y Shell con 3,0% cada una y Fondos de Pensiones de Bolivia con 6,0%) y ENRON y Shell con 4,0% cada uno.

El precio de exportación del gas en boca de pozo es de 0,95 centavos de dólar por mil pies cúbicos para volúmenes de 8 a 16 millones de metros cúbicos diarios. Y de 1,20 dólares por mil pies cúbicos para volúmenes hasta 30,8 millones de metros cúbicos diarios, que es el tope establecido en el contrato.

**Cuadro 13**  
**EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL A BRASIL**

Años		1999 <sup>a</sup>	2000	2001	2002	2003 <sup>b</sup>
Volumen	(MMm <sup>3</sup> )	391,63	2 083,20	3 584,10	3 724,12	2 307,45
Precio promedio	(US\$/MPC)	1,05	1,60	1,75	1,54	1,94
Valor	(millones US\$)	14,90	121,00	220,30	204,20	159,30

**Fuente:** Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).

<sup>a</sup> El proyecto de exportación a Brasil inicia desde julio de 1999.

<sup>b</sup> Información hasta junio del 2003.

Estaba previsto llegar a ese tope en el 2004, pero diversos problemas (entre ellos la devaluación del real y la disminución de la demanda en Brasil) han determinado que aún no se llegue a esta cifra. Las exportaciones de gas a Brasil ascendieron en el 2003 a 12,24 millones de metros cúbicos diarios con un valor aproximado de 200 millones de dólares.

## 2. Inversiones y nuevos descubrimientos de gas natural y condensados en Bolivia

La zona gasífera tradicional de Bolivia era el Departamento de Santa Cruz, en la región de Pie de Monte. La mayor parte de la producción de gas natural (75,0%) provenía de los campos de YPFB. Estos campos fueron “capitalizados” en 1996 y actualmente forman parte de las SAM Andina y el Chaco, como ha sido explicado anteriormente.

Como consecuencia de la apertura producida por la Ley N° 1689, así como por el contrato firmado en 1997 para exportar gas natural a Brasil, se produjeron importantes inversiones en exploración de gas natural por empresas petroleras *majors* (Exxon Mobil, British Petroleum, TotalFinaElf, la española REPSOL-YPF, así como PETROBRAS) y otras empresas de menor tamaño *vintage*. Según el Viceministerio de Energía e Hidrocarburos, las inversiones en el período 1997-1999 alcanzaron aproximadamente un monto de 675 millones de dólares (Andersen y Meza, 2001).

Las inversiones en exploración en la zona de Tarija (anteriormente poco explorada) en sólo cuatro años (1997-2000) han tenido un éxito impresionante, pues se han decuplicado las reservas probadas y probables de gas natural, pasando de 5,6 a 54,9 bpc. Es necesario resaltar que las reservas probadas ascienden a 28,7 bpc.

Estos descubrimientos han convertido a Bolivia en segundo país con mayores reservas en la región, después de Venezuela (a fines de 1990, Bolivia ocupaba el sexto lugar). Asimismo, han determinado que la producción para la exportación de estos campos se convierta en uno de los ejes centrales de la estrategia económica y política del gobierno boliviano (véase cuadro 14).

**Cuadro 14**  
**RESERVAS CERTIFICADAS DE GAS NATURAL PROBADAS Y PROBABLES (A ENERO-1-2003)**

*(En porcentajes y billones de pies cúbicos)*

	Participación en los bloques	Reservas certificadas	%
<b>TotalFinaElf</b>		<b>7,67</b>	<b>14,0</b>
XX Tarija Oeste	41,0	4,26	
San Alberto	15,0	1,78	
San Antonio	15,0	1,63	

<b>PETROBRAS</b>		<b>7,96</b>	<b>14,5</b>
San Alberto	35,0	4,16	
San Antonio	35,0	3,80	
<b>Andina S.A.</b>		<b>14,07</b>	<b>25,7</b>
Campos Capitalizados	100	2,71	
San Alberto	50,0	5,94	
San Antonio	50,0	5,43	
<b>Chaco S.A.</b>		<b>2,20</b>	<b>4,0</b>
Campos Capitalizados	100	2,20	
<b>Maxus Bolivia Inc. - REPSOL YPF</b>		<b>5,18</b>	<b>9,4</b>
Caipipendi	37,5	5,03	
Otros Campos		0,14	
<b>British Gas Exploration &amp; Production</b>		<b>8,19</b>	<b>14,9</b>
XX Tarija Oeste	25,0	2,60	
Caipipendi	37,5	5,03	
Otros Campos		0,57	
<b>ExxonMobil</b>		<b>3,53</b>	<b>6,4</b>
XX Tarija Oeste	34,0	3,53	
<b>Panamerican Energy</b>		<b>3,52</b>	<b>6,4</b>
Caipipendi	25,0	3,36	
Otros		0,17	
<b>Otras Empresas</b>		<b>2,54</b>	<b>4,6</b>
<b>Total</b>		<b>54,86</b>	<b>100</b>

Fuente: Ministerio de Minería e Hidrocarburos.

También han aumentado notablemente las reservas de petróleo, sobre todo debido a los líquidos asociados al gas natural descubierto en Tarija. Como se aprecia, las reservas de petróleo en ese departamento ascienden a 795 MMB, lo que constituye el 83,0% del total del país.

**Cuadro 15**  
**RESERVAS DE HIDROCARBUROS (A ENERO-1-2002)**  
(Millones de barriles de petróleo)

	<b>Probada</b>	<b>Probable</b>	<b>Probada + Probable</b>	<b>%</b>
Cochabamba	32,8	40,9	73,7	7,7
Chuquisaca	5,0	2,2	7,2	0,8
Santa Cruz	43,4	38,1	81,5	8,5
Tarija	404,9	389,6	794,5	83,0
<b>Total</b>	<b>486,1</b>	<b>470,8</b>	<b>956,9</b>	<b>100</b>

Fuente: Ministerio de Minería e Hidrocarburos.

### 3. La comercialización de las reservas de gas natural

Los esfuerzos exploratorios de las principales empresas petroleras en el departamento de Tarija tenían como principal objetivo, inicialmente, cumplir con los compromisos de exportación pactados con el Brasil y para los cuales se procedió a la construcción del gasoducto Santa Cruz-São Paulo-Porto Alegre. Sin embargo, la magnitud de los nuevos descubrimientos ha superado con creces la capacidad de absorción del mercado brasileño, abriendo nuevas perspectivas tanto para las empresas privadas como para el gobierno boliviano.

Del lado del gobierno, si bien el uso del gas natural estaba destinado en buena medida al mercado brasileño, la abundancia de reservas llevó a generar una estrategia de diversificación de los mercados y de internacionalización, a partir del gas natural.

Esta estrategia tiene dos ejes principales: el primero apunta hacia el Cono Sur, en donde Bolivia aspira a convertirse en el centro de conexión de los proyectos de integración energética de gas natural, así como agregarle valor a sus exportaciones, mediante el desarrollo de centrales de generación eléctrica y de una industria petroquímica.

El segundo apunta hacia América del Norte, y necesita la construcción de un acceso al Pacífico, para lo cual entraron en competencia el puerto de Mejillones al norte de Chile, y el puerto de Ilo al sur de Perú, lo que involucró intereses gubernamentales, y despertó consideraciones de orden geopolíticas.

Del lado de las empresas, la gran cantidad de gas natural descubierto las ha empujado a buscar nuevos usos para monetizar sus reservas. Al margen de la exportación a Brasil desde el gasoducto, han prosperado varios proyectos, siendo el más ambicioso el que busca exportar GNL a México y California. Esto implica la construcción de un gasoducto a la costa del Pacífico, una planta de licuefacción y todas las facilidades complementarias en el puerto de partida, así como la construcción de una planta de regasificación en el puerto de destino.

La inversión total del proyecto (incluyendo aquella que se realiza en los mercados de destino) se estima en 6.000 millones de dólares, cuya tercera parte se realizará en Bolivia y en el puerto del Pacífico que finalmente se escoja. En julio del 2001 se formó el consorcio Pacific LNG para llevar a cabo el proyecto, integrado por REPSOL-YPF (37,5%), British Gas (37,5%) y Pan American Energy LLC (controlada por BP Amoco) (25,0%).

El debate tiene dos componentes que se entrecruzan. El primero de ellos tiene que ver con el destino de los mercados de exportación. El segundo es un debate que involucra a los actores, lo que incluye los intereses gubernamentales, los distintos intereses de los consorcios y empresas poseedoras de las reservas y, también los intereses de los partidos políticos y la sociedad civil, cuya presencia ha sido gravitante en el debate.

Con respecto al primer debate, sectores políticos y de la sociedad civil objetan la conveniencia de la exportación a EE.UU., arguyendo que los precios a los cuales se está pactando la venta son desfavorables para el país. El segundo debate un componente nacional ligado a la historia boliviana en el cual partidos políticos y sectores de la sociedad civil han tenido una participación de importancia.

En enero del 2004, el nuevo Presidente de Bolivia, Carlos Mesa, ha planteado modificaciones a la Ley de Hidrocarburos, así como un referéndum en el cual la población se pronunciará acerca de la necesidad de exportación del gas y del puerto a escogerse para su exportación.

#### **4. Otros proyectos de desarrollo de gas natural**

Los socios de los campos San Antonio y San Alberto (PETROBRAS, TotalFinaElf y Andina) han formado el consorcio Transierra para la construcción del Gasoducto Yacuiba-Río Grande (GASYRG), donde empalmará con el Gasoducto a São Paulo. Este gasoducto es paralelo al Gasoducto Yacuiba-Río Grande (YABOG), ya existente.

El gasoducto tiene una capacidad inicial de 388 mmpcd (que puede llegar a 600 mmpcd), una longitud de 420 km y un costo de 300 millones de dólares. Este proyecto garantiza el abastecimiento

de este gasoducto, clave para el desarrollo del sector energético de la economía brasileña. El gasoducto entró en operación en abril del 2003.

Asimismo, en marzo del 2002 se culminó el Proyecto Integrado de Energía Cuiabá, que consistió en la construcción de un gasoducto de aproximadamente 630 km desde Río Grande a Cuiabá (Brasil) y la ampliación de una planta termoeléctrica de ciclo combinado de 480 Mw en esta ciudad. La capacidad inicial del gasoducto es de 100 mmpcd, con una capacidad máxima de 265 mmpcd, al completarse la tercera fase.

Existen dos proyectos para convertir el gas natural a diesel y naftas, lo que se denomina Gas a Líquidos (GTL, en inglés):

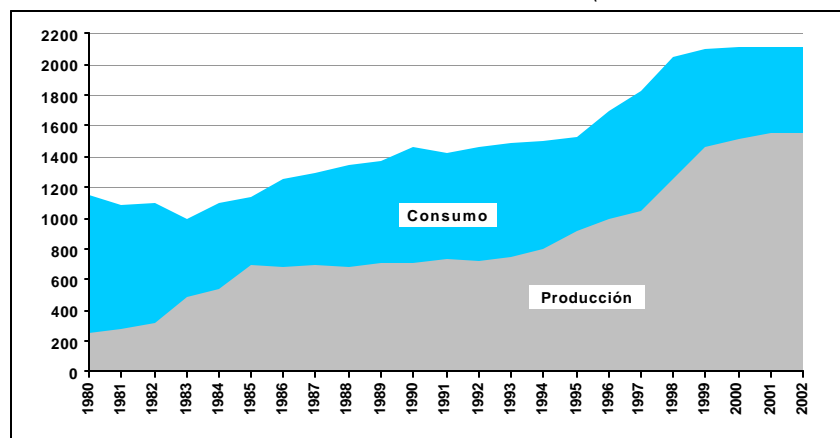
- El primero está a cargo de un consorcio formado por Ivanhoe Energy, Syntroleum Corporation y REPSOL-YPF. Actualmente (enero del 2004), está en marcha el estudio de factibilidad para producir 90 mil barriles diarios. El costo estimado del proyecto es de tres mil millones de dólares.
- El segundo proyecto consiste en implementar una planta de GTL de 10 mil barriles diarios y está a cargo de GTL Bolivia y de Rentech (EEUU). El proyecto recién va a comenzar el estudio de factibilidad.

## IV. Análisis de Brasil

Las reservas de petróleo de Brasil ascendieron a 10.600 MMB a diciembre del 2003, siendo el tercer país con mayores reservas en la región, después de Venezuela y México. La producción en el 2003 ascendió a 1.552 MMBD, mientras que el consumo fue 1.817 MMBD. Si bien Brasil sigue siendo un país importador de petróleo, ha habido una gran disminución en la brecha entre oferta y demanda y en los últimos años. Según PETROBRAS en el 2006, Brasil podrá autoabastecerse de petróleo con su producción interna, para lo cual anunció en el 2003 un Plan de Inversiones de 34 mil millones de dólares, especialmente en exploración.

**Gráfico 3**  
**PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE PETRÓLEO EN BRASIL: 1980-2002**

(Miles de barriles diarios)



**Fuente:** Energy Information Administration (EIA) (2004).

El gas natural también ha crecido en importancia, a partir de la decisión gubernamental de incrementar su uso en la matriz energética, pasando del 3,0 al 12,0% del consumo total de energía del 2000 al 2010. La principal fuente de abastecimiento actualmente son las importaciones de Bolivia, habiéndose terminado la construcción del gasoducto Santa Cruz-São Paulo en 1999. El gobierno planea construir 49 centrales térmicas de electricidad con una potencia total de 15 Giga Watts (GW), las que serían abastecidas por gas natural, previéndose un consumo de 70 millones de metros cúbicos diarios (1.050 mmpcd).

Las reservas de gas natural de Brasil, a fines del 2003 ascendieron a 8,7 bpc, lo que lo sitúa en quinto lugar en América Latina (BP Statistical Review of World Energy, 2004). La demanda de gas natural en el 2003 fue de 1.500 mmpcd, de los cuales casi la mitad se importó de Bolivia. La producción de gas natural en el 2003 fue de mil millones de pies cúbicos diarios, pero gran parte de ésta se usa en las propias operaciones o se reinyecta pues la producción se da en campos alejados, como en la Amazonía.

## **A. La apertura petrolera de 1995 y las modificaciones a la legislación petrolera**

La apertura petrolera de Brasil se inició formalmente en noviembre de 1995 cuando el Parlamento aprobó la Enmienda Constitucional N° 09, que permite el ingreso de capitales privados a las actividades de hidrocarburos. Su objetivo declarado era impulsar las inversiones en el sector con el fin de llegar al autoabastecimiento total del país cuya producción, en manos exclusivas de la empresa estatal PETROBRAS, alcanzaba en 1995 a abastecer un poco más de la mitad de sus necesidades de consumo.

Después de más de dos años de un intenso debate político, a mediados de 1997, la nueva Ley de Petróleo (Ley N° 9478) desreguló el sector petrolero, pues se abrieron al sector empresarial privado, nacional y extranjero, la exploración y explotación de campos petroleros, terminando así con el monopolio que tenía PETROBRAS desde 1988.

Asimismo, se creó la Asociación Nacional de Petróleo (ANP), ente regulador de la industria del petróleo, dependiente del Ministerio de Energía. La ANP tiene como objetivo promover la regulación, contratación y supervisión de todas las actividades económicas de la industria del petróleo. En 1998, la ANP realizó la primera ronda de licitación de campos petroleros para la exploración, en la cual participaron una serie de empresas extranjeras y, también lo hizo PETROBRAS. Desde esa fecha ha habido 5 rondas de licitación (lo cual se verá más adelante). La ANP también autoriza las actividades de refinación, transporte, importación y exportación.

La ANP autorizó PETROBRAS a quedarse con gran parte de las áreas que reclamaba y que incluían la gran mayoría de las reservas probadas. En contraparte, le impuso plazos para empezar sus actividades en las áreas concedidas como condición para preservar su control sobre ellas, poniendo así a prueba su capacidad técnica y financiera. Con la nueva legislación, las empresas extranjeras quedaron habilitadas para producir petróleo en Brasil a través de contratos de exploración en nuevas áreas o como socios de PETROBRAS en las áreas que le quedaron asignadas.

La apertura petrolera es muy reciente en Brasil para poder evaluar y cuantificar su repercusión sobre los montos de inversión privada que se dirigieron hacia el sector.



Las empresas recientemente llegadas al mercado petrolero están todavía explorando las nuevas áreas y algunas recién están poniendo en marcha grandes proyectos de desarrollo y explotación. Las cifras oficiales disponibles sobre los montos de IED en el sector petrolero dan cuenta de modestos aunque crecientes flujos netos: 27 millones de dólares en 1998, 297 millones de dólares en 1999, alcanzando un máximo de 1.359 millones de dólares en el 2001, que luego decaen a 508 millones de dólares en el 2002 (Banco Central de Brasil, 2003/2004). De todas maneras, salvo en el 2001, se puede apreciar que estos montos son pequeños si se les relaciona con el flujo total de IED a Brasil.

**Cuadro 16**  
**BRASIL: FLUJOS DE INVERSIÓN EXTRANJERA DIRECTA (IED) EN PETRÓLEO**  
(En millones de dólares)

IED	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	Total
En petróleo	47	10	27	297	481	1 359	508	2 729
Total	7 665	15 310	23 270	27 571	33 331	21 041	18 778	146 966
<b>Petróleo/total (%)</b>	<b>0,6</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>1,1</b>	<b>1,4</b>	<b>6,5</b>	<b>2,7</b>	<b>1,9</b>

Fuente: Banco Central Do Brasil.

## B. Las inversiones de Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS) y la inversión extranjera directa (IED) en Brasil después de la apertura

Desde la apertura petrolera en Brasil, no se pueden estudiar las inversiones de PETROBRAS sin tomar en cuenta su creciente asociación con una gran gama de empresas petroleras tanto nacionales como extranjeras. Y viceversa, no se puede analizar la inversión privada en el sector petrolero de Brasil obviando las estrategias de inversión de PETROBRAS y su gran peso en el sector petrolero de ese país.

La apertura petrolera se ha realizado respetando el gran poder de PETROBRAS, pero, a la vez, exponiéndola a la competencia. La nueva ley le exige a PETROBRAS plazos para el cumplimiento de ciertas metas, a la vez que le abre la posibilidad de asociarse con otras empresas.

Por ello, se ha generado una importante cantidad de alianzas y *joint ventures* entre PETROBRAS y un gran número y variedad de empresas extranjeras, entre las cuales se encuentran las grandes multinacionales petroleras. Para PETROBRAS, esta alianza le permite conseguir la financiación necesaria para cumplir con las exigencias de la ANP y tratar de preservar así el control de las áreas que le fueron asignadas inicialmente, a la vez que le abre la posibilidad de compartir el *know-how* con las empresas que están en la frontera tecnológica.

Para las empresas extranjeras, el interés de una alianza con PETROBRAS proviene de la posición dominante de esta empresa en el mercado brasilero, la repartición de los riesgos de exploración con PETROBRAS —que tiene un profundo (casi podría decirse “único”) conocimiento

de las informaciones geológicas (Queiroz, 2001). Finalmente, aunque no menos importante, PETROBRAS es la empresa líder mundial en el dominio de la tecnología de extracción *offshore*.<sup>10</sup>

---

<sup>10</sup> PETROBRAS ha tenido importantes éxito en la exploración a 2000 metros de profundidad (Queiroz, 2001).

### C. Las inversiones de PETROBRAS en el *upstream*

La apertura del *upstream* a la inversión privada repercutió de manera inmediata sobre el nivel de las inversiones de PETROBRAS. De un lado, para PETROBRAS era necesario consolidar su posición frente a la inminencia de la apertura y, de otro, PETROBRAS tenía la voluntad de conservar los lotes que le fueron concedidos.

Esto constituyó un fuerte incentivo que llevó al aumento de los montos invertidos por esta empresa. En la década del noventa, las inversiones de PETROBRAS y sus subsidiarias<sup>11</sup> se duplicaron, pasando de 2.015 millones de dólares en 1990 a 4.148 millones de dólares en el 2000, con un importante salto en 1995 (+42,0%) —año en el que se aprobó la enmienda constitucional— y en 1998 (+25,0%)— año en que la apertura empieza a ser efectiva. En el 2001 y en el 2002, las inversiones aumentan, sobre todo en el 2002 cuando llegan a su nivel más alto con 6.435 millones de dólares.

En concordancia con el objetivo nacional de autoabastecimiento en petróleo, la mayor parte de las inversiones en la segunda mitad de la década del noventa las realizó PETROBRAS en el rubro E&P. Las inversiones en estos rubros significaron el 56,0% de las inversiones totales de la empresa en todo el período analizado. En el 2000, las inversiones en E&P representaron el 70,0% de las inversiones totales, cayendo luego a 45,0% en el 2002, explicado por el aumento de inversiones en actividades en el extranjero, cabe destacar que PETROBRAS mantiene hasta este año inversiones en E&P por niveles de 2.875 millones de dólares, solamente apenas menor al año 2000 (véase cuadro 17).

**Cuadro 17**  
**PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. (PETROBRAS)**  
(En millones de dólares)

	Exploración y producción	Abastecimiento	Gas y Energía	Internacional	Distribución	Otros	Total
1990	1 306	407	0	86	68	148	2 015
1991	1 399	495	0	103	74	87	2 158
1992	1 573	636	0	295	42	141	2 687
1993	1 530	481	0	146	31	153	2 341
1994	1 511	573	0	61	61	206	2 412
1995	1 628	1 147	0	263	81	271	3 390
1996	1 664	1 079	12	480	48	339	3 622
1997	1 849	955	78	766	81	280	4 009
1998	2 564	830	519	852	69	146	4 980
1999	2 316	532	501	469	63	96	3 977
2000	2 927	558	0	318	0	345	4 148
2001	2 723	561	231	500	92	120	4 227
2002	2 875	858	443	2 008	150	101	6 435
<b>Total</b>	<b>25 865</b>	<b>9 112</b>	<b>1 784</b>	<b>6 347</b>	<b>860</b>	<b>2 433</b>	<b>46 401</b>

Fuente: Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS).

<sup>11</sup> PETROBRAS es un *holding*, en el cual el rol central lo tiene PETROBRAS controladora, que realiza las inversiones petroleras dentro de Brasil. Además, existe GASPETRO, BRASPETRO, PETROQUISA y TRANSPETRO.

A partir de 1998, adecuándose a la nueva legislación, PETROBRAS puso en marcha toda una gama de políticas en el *upstream* que le permitieran competir con las empresas extranjeras que iban a entrar a las actividades petroleras. En primer lugar, firmó contratos de asociación con empresas extranjeras para la exploración y explotación de sus propios lotes. En segundo lugar, se dispuso a participar en las rondas de licitación de lotes petroleros, ya sea de manera individual ó en asociación con otras empresas. Por último, emprendió inversiones con la modalidad de *project finance*, es decir proyectos que son financiados por inversionistas nacionales y/o extranjeros, los mismos que son reembolsados con la venta del petróleo proveniente de los proyectos financiados.

#### **D. Contratos de asociación de PETROBRAS con empresas extranjeras para la exploración y explotación de sus propios lotes**

Para poder financiar sus proyectos de exploración y desarrollo en sus áreas de concesión, PETROBRAS firmó —entre octubre de 1998 y junio de 2000— acuerdos de *joint venture* con empresas privadas en 36 de las 86 áreas que le fueron concedidas por la ANP. Se firmaron 26 contratos de exploración que comprometen inversiones por 937 millones de dólares, 8 contratos de desarrollo por 1.808 millones de dólares, y 2 contratos de producción por 301 millones de dólares. Estos 36 contratos involucran alianzas con 32 empresas en total, entre las cuales sólo cinco son brasileras.

Fueron las empresas de menor rango las que dieron el primer paso firmando entre octubre de 1998 y marzo de 1999 los primeros 12 contratos, y recién en julio de 1999 Exxon inauguró los dos primeros contratos firmados entre PETROBRAS y una o más *major* petrolera. Las otras grandes multinacionales siguieron rápidamente el ejemplo de Exxon: en el mismo mes de julio, Texaco, Esso, Mobil y Shell firmaron cada uno 2 contratos, y Elf firmó 1.

Luego, entre diciembre de 1999 y enero de 2000, se firmó otra tanda de contratos entre PETROBRAS y las *majors* petroleras: BP (1), Esso (1), Elf (1), Chevron (2), Shell (1) y Texaco (1). En total, 12 contratos de los 36, fueron firmados con las *majors*, uno de ellos es un contrato de desarrollo firmado con Texaco y Nisho Iwai (8 de julio de 1999) que representa por sí solo el 43,0% del total de las inversiones comprometidas en los 36 contratos. Entre las empresas de menor rango, se destacan las estadounidenses Unocal y Paso/Coastal: la primera se asoció con PETROBRAS en 11 contratos, y la segunda en 9.

En agosto de 2001 venció el plazo de 3 años acordado por la ANP a PETROBRAS para realizar descubrimientos comercializables en las 86 áreas de exploración concedidos a la empresa en agosto de 1998. La ANP decidió que sólo 29 bloques cumplieron las condiciones establecidas, por lo que 57 bloques fueron devueltos a la ANP.

#### **E. Las cinco rondas de licitación de nuevos lotes petroleros: participación de empresas privadas con PETROBRAS**

La ANP ha realizado cinco rondas de licitación de lotes petroleros desde 1999 hasta el 2003, obteniendo la ANP 727 millones de dólares por concepto de bonos de asignación pagados por las

empresas. El mayor interés de los inversionistas se manifestó en las tres primeras rondas, donde se recaudó el 94,0% del total.

El interés ha venido descendiendo debido a que no se han realizado descubrimientos significativos en los últimos años. Más aún, los descubrimientos realizados fueron, en gran medida, de petróleo pesado, el cual tiene un alto costo de refinación.

En las licitaciones, las empresas no sólo debían ofrecer el monto que estaban dispuestas a pagar para ganar la concesión de un bloque, sino que también presentar un compromiso de compras locales (contenido local), tanto durante la etapa de exploración como de desarrollo. Los porcentajes promedios ofrecidos fueron: en la primera ronda de 25,0% en la etapa de exploración y 26,0% en la etapa de desarrollo, en la segunda ronda de 42,0% y 48,0%, y en la tercera ronda de 28,0% y 39,0%. Para la cuarta y quinta ronda, la exigencia de contenido local aumentó considerablemente (véase cuadro 18).

**Cuadro 18**  
**CONTENIDO LOCAL Y BONOS DE ASIGNACIÓN**  
(En porcentajes y millones de dólares)

Contenido Local (%)	1999 Ronda 1	2000 Ronda 2	2001 Ronda 3	2002 Ronda 4	2003 Ronda 5	Total
Fase de Exploración	25,4	41,8	28,4	39,1	78,8	
Fase de Desarrollo	26,7	47,9	39,9	53,8	85,6	
<b>Bono de Asignación</b>	<b>178</b>	<b>256</b>	<b>252</b>	<b>32</b>	<b>9</b>	<b>727</b>

**Fuente:** Asociación Nacional de Petróleo (ANP).

Del monto total recaudado en estas tres primeras rondas, el 80,0% fue de empresas extranjeras, el 19,0% de PETROBRAS y el 1,0% restante de empresas privadas nacionales. En la cuarta ronda, la participación de PETROBRAS fue de 25,0%, elevándose a 80,0% en la quinta ronda.

Para agosto del 2004 se anuncia la sexta ronda de licitaciones, en la cual serán ofrecidos bloques en aguas profundas, aguas cercanas y en la zona continental.

**Recuadro 2**

**AMPLIA PRESENCIA DE PETROBRAS Y POCA PRESENCIA DE LAS MAJORS EN LAS RONDAS**

Analizando el perfil de las empresas ganadoras, varios factores llaman la atención:

- (i) La presencia relativamente modesta de las grandes multinacionales petroleras (Chevron, Exxon, Shell, BP, Texaco y TotalFina Elf) especialmente en la tercera ronda. De las 67 áreas que recibieron ofertas en las tres primeras rondas, las grandes *majors* petroleras en su conjunto, tienen intereses en sólo 10 de ellas (cinco en 1999, cuatro en 2000, una en 2001), todas *offshore* y nueve de aguas profundas. De otro lado, sus bonos de asignación representaron sólo el 17% del total recaudado durante las tres rondas (23% en 1999, 33% en 2000, y 1% en 2001). Lo mismo sucedió en la cuarta ronda, donde su participación en la recaudación fue del 19% (Shell). En la quinta ronda, las *majors* no participaron.
- (ii) Cabe destacar el alto protagonismo de PETROBRAS, especialmente en la segunda, tercera y quinta ronda. PETROBRAS ha aportado el 25% del total recaudado por la ANP en las cinco rondas realizadas hasta la fecha.
- (iii) El interés manifestado por las europeas de mediano tamaño: ENI y REPSOL-YPF, que se quedaron con participaciones en cuatro y ocho áreas respectivamente. El interés de ENI se limitó a la primera ronda durante la cual llamó la atención su fuerte apuesta por un lote en Campos, ubicado en aguas profundas por el cual ofreció 134 millones de reales que representaban el 42% del total recaudado durante esta ronda.

Fuente: Asociación Nacional de Petróleo (ANP).

## F. Contratos de PETROBRAS con empresas extranjeras para el financiamiento de grandes proyectos: *Project Finance*

En la estratégica región petrolera de Campos (Río de Janeiro) que provee cerca del 75,0% de la producción de crudo del país, PETROBRAS deseaba desarrollar costosos proyectos *offshore* en los yacimientos de Baracuda/Caratinga; Espadarte/Voador/Marimba; Marlim/Roncador y Cabiunas, que superaban sus propias capacidades de financiamiento. Para ello, empezó a negociar contratos de *project finance*, con *trading companies* japonesas y con bancos nacionales e internacionales.

Para PETROBRAS, los *project finance* son considerados contratos *leasing*. La responsabilidad de la empresa, bajo estos contratos, es llevar a cabo el desarrollo de campos de petróleo y gas natural, operar los campos, pagar todos los gastos operativos relacionados con los proyectos y separar una porción de los ingresos netos que generen los campos para amortizar las deudas de las empresas y los pagos a los accionistas. Al final de cada *project finance*, la empresa tiene el derecho de comprar, a la empresa especial que se constituye para efectos del *project finance*, los activos que han sido sujetos del *leasing*.

El *project finance* más importante firmado por PETROBRAS es el de Barracuda/Caratinga por el cual consiguió un financiamiento por 2.500 millones de dólares, aportando 700 millones de dólares de fondos propios (PETROBRAS, 2000).

A este proyecto se asociaron Itochu Corporation y Mitsubishi Corporation, y el financiamiento estuvo a cargo de un grupo de prestamistas conformado por: (i) el Japan Bank for International Cooperation (JBIC), con 1.140 millones de dólares; (ii) el Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), 760 millones de dólares, (iii) un sindicato de 13 bancos comerciales liderado por cuatro bancos principales: la Deutsche Bank (que a su vez lidera los cuatro bancos principales), el Industrial Bank of Japan, el Banque de Paris et des Pays Bas (BNP Paribas) y el Hypovereinsbank; con 500 millones de dólares; (iv) Itochu y Mitsubishi que aportan 100 millones de dólares.

También se ha usado el *project finance* para los yacimientos de Espadarte/Voador/Marimbas y Cabiunas. Se consiguieron financiamientos de 1.200 millones de dólares<sup>12</sup> y para Cabiunas por 850 millones de dólares provenientes en su totalidad de inversionistas extranjeros.<sup>13</sup>

En cuanto a su proyecto Marlim, PETROBRAS renunció, a mitades del 2000, a financiarlo con la modalidad del *project finance* y decidió recurrir a los mercados de capitales. En octubre del

---

<sup>12</sup> En este proyecto están involucradas Mitsui y Marubeni, el JBIC, el BNDES y un sindicato de Bancos liderados por el ABN AMRO.

<sup>13</sup> En este proyecto están involucrados el JBIC y Mitsui.

2002, PETROBRAS emitió bonos a 8 años por 1.070 millones de dólares para financiar el desarrollo del proyecto.

## G. Inversión en el *downstream*

Paralelamente a la apertura del *upstream* a la inversión privada, se han estado creando las condiciones para aumentar la competencia en el *downstream*.

Actualmente existen 13 refinerías en Brasil, de las cuales 11 son de PETROBRAS y representan el 99,0% de la capacidad de refinación del país. PETROBRAS tiene planes para invertir 5.000 millones de dólares hasta el 2010 para modernizar sus refinerías y aumentar la capacidad de refinación y está buscando socios privados para participar en la financiación de estos proyectos. Se destacan dos importantes operaciones de asociaciones de PETROBRAS en el *downstream* con otras empresas petroleras:

- (i) El acuerdo de *swap* finiquitado con REPSOL-YPF en mayo de 2001, según el cual las dos empresas realizan un intercambio de activos por un monto total de mil millones de dólares. En este acuerdo, REPSOL-YPF recibió un 30,0% de participación en la refinería REFAP, la primera de Brasil, situada en el sur del país y que tiene una capacidad de refino de 180 mil bep/día equivalente al 22,0% de la capacidad total del país; una red de estaciones de servicio concentradas en las regiones centro, sudeste y sur de Brasil, con unas ventas de 480 millones de litros al año; y una participación del 10,0% en el campo de Albacora Leste, con unas reservas estimadas de más de mil millones de barriles equivalentes de petróleo. Por su parte, PETROBRAS adquirió EG3, la cuarta empresa argentina de refinación, que cuenta con una red de unas 700 estaciones de servicio y una refinería ubicada en Bahía Blanca con una capacidad de 30.500 barriles/día. Para PETROBRAS, esta operación es un importante paso en la penetración gradual del mercado argentino desde el cual proviene gran parte de sus importaciones de crudo.
- (ii) En junio de 2000, PETROBRAS firmó con PDVSA un acuerdo para operar en *joint venture*, 600 estaciones de servicios en el nordeste de Brasil que representan el 10,0% del mercado de distribución minorista en esta región.

## H. Gasoductos y empresas termoeléctricas

Es en el marco de una política que apunta a incrementar la participación del gas natural en la matriz energética del país (basada por más del 90,0% en la energía hidroeléctrica) que nació en Brasil, a mitades de los años noventa, el proyecto de la construcción de un gasoducto para la importación de gas desde Bolivia. Paralelamente al gasoducto, se planificaba la construcción de un medio centenar de plantas termoeléctricas que se proyectaba representarían los principales clientes del gasoducto con el 70,0% de la demanda.

**Cuadro 19**  
**PETROBRAS: PROYECTOS CON FINANCIAMIENTO ESTRUCTURADO, 2002**  
(En millones de dólares)

Proyectos	MMUS\$
Albacora	123

Barracuda/Caratinga	1 481
Espadarte/Marimba/Voador	575
Cabiunas	673
Nova Marlim	508
Pargo/Corvina/Garoupa/Cherne	44
Marlim	635
<b>Total</b>	<b>4 039</b>

Fuente: Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS), Memoria Anual 2002.

PETROBRAS ha sido el principal protagonista de este proyecto, con importante presencia en los distintos eslabones de su cadena que va desde la producción del gas en Bolivia, la construcción del gasoducto que lo transporta hasta Brasil, la construcción de centrales termoeléctricas en Brasil cerca de las refinerías para su aprovisionamiento en electricidad, y la venta del excedente a las distribuidoras eléctricas. En todos los eslabones de esta cadena, PETROBRAS ha buscado socios privados.

- La construcción del gasoducto estuvo a cargo de dos sociedades creadas para este efecto, una para el tramo brasilero: Transportadora Brasileira Gasoduto Bolivia-Brasil S.A. (TBG), y la otra para el boliviano Gas Transboliviano (GTB). TBG está controlada por PETROBRAS a través de su subsidiaria GASPETRO que tiene una participación del 51,0%. Los otros socios son: ENRON (4,0%), Shell (4,0%), y dos consorcios de empresas que participan del 29,0% y 12,0% respectivamente de TBG. La extensión total del gasoducto es de 3.150 km, con una capacidad de transporte diaria de 30 millones de metros cúbicos.
- El reciente descubrimiento de gas natural (diciembre 2003) en las cercanías de São Paulo aumentaría las reservas de gas del país de 8,0 bpc a 40,0 bpc, cifra cercana a las reservas bolivianas. Aunque este gas no estará disponible de forma comercial hasta dentro de por lo menos 6 años en el caso más optimista, PETROBRAS ya ha anunciado que negociarán a la baja, que podría ser de hasta un 10,0%, su contrato con Bolivia que le obliga a comprar hasta 30 millones de metros cúbicos diarios.
- En Bolivia, ha formado con otras empresas un consorcio internacional para explotar dos grandes yacimientos: el de San Alberto y San Antonio. En este consorcio PETROBRAS es la empresa operadora y tiene una participación del 35,0%. Sus socios son TotalFinaElf (15,0%), y Empresa Petrolera Andina (50,0%) que incluye a REPSOL-YPF (España), Pérez Companc (Argentina), Pluspetrol (Argentina) y dos Administradoras de Fondos de Pensiones bolivianas. Las reservas han aumentado de manera sustantiva, pues a fines del 2002 ascienden a 8,0 bpc.
- Debido al desequilibrio entre oferta y demanda de energía eléctrica de los últimos años llevó al gobierno a lanzar un “plan de emergencia” para construir 54 plantas termoeléctricas alimentadas por gas natural. La participación privada en este plan que se pensaba sería importante, fue mucho menor que las expectativas que se habían generado: sólo un poco más que una docena de plantas se están construyendo por un total de menos de 3 GW (primera fase), y la mayoría de ellas tienen a PETROBRAS como socio minoritario que toma a su cuenta el riesgo asociado a las fluctuaciones en los precios del gas y en el tipo de cambio (Hermes de Araújo, 2001). El Plan no avanzó mucho debido a que no estaba lista la nueva legislación para la regulación del sector eléctrico, lo que



incluye las formas de fijación de las nuevas tarifas eléctricas. La reforma del sector eléctrico fue aprobada por el Congreso recién en marzo del 2004.

## I. Los planes de inversión para el 2003-2007

El Plan de Inversiones para el quinquenio 2003-2007 de PETROBRAS contempla la combinación de la rentabilidad con la responsabilidad social, teniendo como objetivos:

- Liderazgo en el mercado brasileño de petróleo y derivados,
- Consolidación como empresa de energía y expansión selectiva de la actuación internacional
- Consolidar ventajas competitivas en el mercado doméstico de petróleo y derivados
- Liderar el mercado brasileño de gas natural y actuar de manera integrada en el mercado de energía
- Expandir la actuación internacional de la empresa

Las inversiones en el período ascenderán a 34.300 millones de dólares, con un promedio de 6.800 millones de dólares anuales. De ese total, el 52,5% se destinará al rubro E&P, seguidas de las inversiones en el *downstream*, 22,2% y en inversiones fuera de Brasil con el 14,9%.

Según PETROBRAS, las inversiones efectuadas en Brasil tendrán un componente de 65,0% de compras nacionales y permitirán crear 141 mil empleos directos e indirectos en el período.

**Cuadro 20**  
**PETROBRAS: PLAN DE INVERSIONES 2003-2007**  
(En millones de dólares y porcentajes)

Área del negocio	2003	2003-2007	2003-2007
Exploración y producción	3 800	18 000	52,5
<i>Downstream</i>	1 400	7 600	22,2
Gas y energía	800	1 700	5,0
Internacional	800	5 100	14,9
Distribución	300	1 100	3,2
Áreas corporativas	100	800	2,3
<b>Total</b>	<b>7 200</b>	<b>34 300</b>	<b>100</b>

Fuente: Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS), Memoria Anual 2002.

## V. Análisis de Colombia

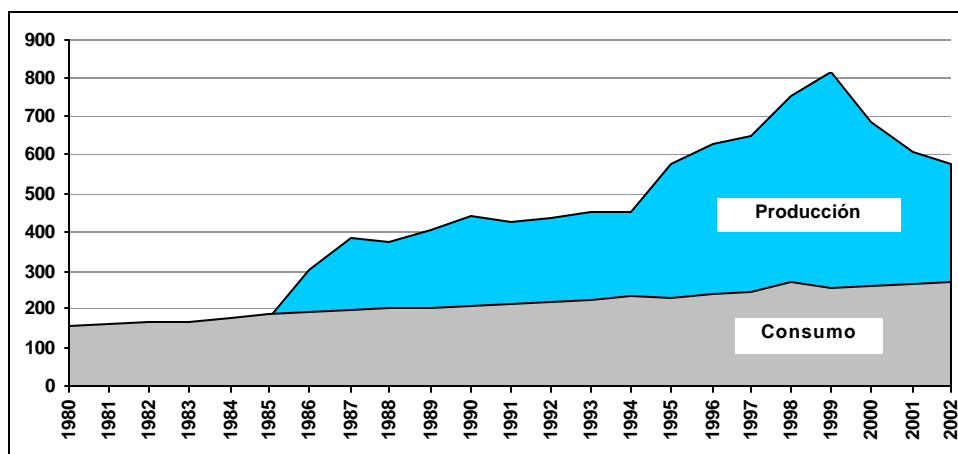
---

Con 1.500 MMB de reservas probadas de petróleo a diciembre del 2003, Colombia es un país petrolero de tamaño mediano, de acuerdo a los estándares de América Latina, ubicándose en el quinto lugar, después de Venezuela, México, Brasil y Argentina. Sin embargo, las reservas de petróleo han descendido en los últimos años (en 1993, las reservas eran 3.600 MMB, más del doble que las actuales), lo que preocupa a las autoridades y ha motivado una serie de cambios en la legislación petrolera en los últimos 3 años, lo que será analizado más adelante.

Desde 1985, Colombia se autoabastece de petróleo, cubriendo ampliamente las necesidades de su mercado interno, el que ha crecido moderadamente en los últimos años. De su lado, la producción de petróleo, después de crecer sostenidamente durante los años noventa, alcanzando un máximo en 1999 con 816 mil barriles diarios, ha comenzado a decrecer, situándose en 578 mil barriles diarios en el año 2002 (véase gráfico 4) y sigue cayendo a 564 mil barriles diarios en el 2003.

Esto ha originado menores saldos exportables, tanto para ECOPETROL, como para las empresas contratistas. Así, las exportaciones de petróleo crudo tuvieron un máximo de 515 mil barriles diarios en el 2000 (correspondiéndole a ECOPETROL el 50,0%), disminuyendo hasta 342 mil barriles diarios en el 2003 (la participación de ECOPETROL bajó al 39,0%).

**Gráfico 4**  
**PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE PETRÓLEO EN COLOMBIA: 1980-2002**  
 (Miles de barriles diarios)



Fuente: Energy Information Administration (EIA) (2004).

La exploración y explotación de petróleo en Colombia se realiza de dos maneras: de un lado, a través de ECOPETROL y, de otro, mediante contratos de asociación que se celebran entre ECOPETROL y empresas extranjeras. La participación directa de ECOPETROL en el total de la producción de petróleo fluctúa alrededor del 17,0%, lo que aumenta cuando se le añade la participación de petróleo que le corresponde en los contratos de asociación.

Las reservas probadas de gas natural de Colombia a fines del 2003, ascendieron a 4,0 bpc, lo que sitúa a este país en séptimo lugar en América Latina, después de México, Venezuela, Bolivia, Argentina, Brasil y Perú. La producción y el consumo están equilibrados en 600 mmpcd en el 2003, resaltando el hecho que el consumo ha aumentado en 50,0% desde 1994 hasta el 2003.

## A. Modificaciones en la legislación petrolera en la década del noventa y cambios posteriores hacia fines del milenio

El DL 2310 de 1974 ha sido la base de la legislación petrolera en Colombia, hasta sus modificaciones de mediados de la década del noventa. Esta ley establece que, en los contratos de asociación, el Estado reciba una regalía del 20,0% de la producción, independientemente del tamaño del yacimiento. El 80,0% restante se divide en partes iguales entre ECOPETROL y el Asociado.

La modalidad específica del contrato de asociación es la siguiente: el Estado, a través de ECOPETROL, se convierte en socio de la compañía que tiene éxito en la exploración petrolera. Esto significa una garantía en la estabilidad de la legislación petrolera en general. Al encontrarse petróleo, el contrato de asociación establece que ECOPETROL participa con el 50,0% de las inversiones necesarias para el desarrollo de la producción. Esto implica menores necesidades de capital de inversión para la compañía extranjera que asume el riesgo exploratorio. Por lo mismo, esta participación ha significado mayores necesidades de capital para esta compañía, sobre todo en aquellos contratos donde se producen importantes descubrimientos de petróleo, como en el caso de Cupiana y Cusiagua en años recientes.

En 1994 se hicieron algunos cambios menores al DL 2310, consistentes en la devolución al contratista del 50,0% de la inversión de los pozos que resulten secos, siempre y cuando se haya producido un descubrimiento comercial que dé lugar a un contrato de asociación. Así también se le introducen modificaciones con el objetivo de otorgar mayores incentivos a la inversión extranjera, entre ellos, la puesta en marcha de licitaciones internacionales para la asignación de nuevos contratos, así como modificaciones que consistieron, básicamente en la modificación del factor “R”, el reembolso del 50,0% de los pozos secos en caso de descubrimiento comercial, así como el reembolso en moneda extranjera de los gastos efectuados con un tipo de cambio.

Desde 1998, con el objetivo de seguir atrayendo inversión extranjera en el sector petrolero, se llevaron a cabo nuevas modificaciones a los contratos de asociación, mediante una serie de reformas. Las más significativas son las siguientes:

- (i) Ley Tributaria de 1998 (Ley N° 488, Art. 41). Cambio en el sistema de amortización de bienes intangibles. Consiste en que los inversionistas pueden amortizar sus bienes intangibles mediante el sistema de unidades de producción y a través del sistema de línea recta en un período no inferior a 5 años;
- (ii) Ley N° 508 del 29 de julio de 1999. Esquema de Regalías Variables. Este nuevo sistema se aplica a los descubrimientos posteriores a fecha de promulgación de la ley. La regalía fija del 20,0% fue derogada, para aplicar el siguiente sistema: cuando los campos son pequeños (hasta 5 MBD), la tasa se reduce al 5,0%, aumentando progresivamente hasta el 20,0% para campos que producen hasta 125 MBD. Para los campos más grandes (entre 125 y 400 MBD), la regalía se mantiene en 20,0%. A partir de 400 MBD el porcentaje de regalías nuevamente continua subiendo hasta alcanzar 25,0% para una producción de 600 MBD. Para campos superiores a 600 MBD la regalía se mantiene en 25,0%;
- (iii) Ajustes en los Contratos, aprobados por la Junta Directiva de ECOPETROL en julio del 2000. Comprenden básicamente lo siguiente: la participación de ECOPETROL en los nuevos contratos de asociación que se firmen (aplicados a los nuevos campos descubiertos en Asociación que sean declarados comerciales) se reduce del 50 al 30,0%, lo que significa que ECOPETROL: (a) asumirá el 30,0% de las inversiones, (b) será propietario hasta la terminación del contrato del 30,0% de los bienes adquiridos, (c) obtendrá un porcentaje inicial del 30,0% en la producción de hidrocarburos (petróleo-gas);
- (iv) Se simplifica el procedimiento para la obtención de licencias para la realización de actividades de exploración, reduciéndose el número de permisos ambientales exigidos a la empresa (antes se requería permiso para cada actividad; ahora se otorgan permisos generales).

## **B. Las reformas a la legislación petrolera del 2002 y del 2003**

En el 2002 se promulga la Ley N° 756, que modifica el sistema de regalías. Básicamente lo que se hace es aumentar el límite inferior. Ahora la regalía mínima es del 8,0% (ya no del 5,0%) para los campos con una producción de hasta 5.000 barriles diarios.

Pero la modificación más importante en muchos años se da con la promulgación del DL 1760 del 2003. Un primer elemento de importancia es que esta ley deroga todas aquellas que le sean contrarias “en especial el DL 0030 de 1951 y el DL 2310 de 1974”. Si bien esta ley no contempla

modificaciones contractuales específicas, al derogarse el DL 2310 de 1974 queda abierta la posibilidad de cualquier modalidad de contrato (incluso la concesión, abolida por el DL 2310). Aunque todavía no se conocen los detalles, ahora en Colombia los contratos de asociación ya no tendrían la misma prioridad que antes.

Dentro de esa nueva política lo más importante ha sido la reestructuración de ECOPETROL, con la que eliminan la doble función de regulador y regulado, permiten la participación de sus empleados en el capital accionario, logran instrumentos básicos de gobernabilidad e incorporan los elementos necesarios para que la empresa logre estándares de competitividad.

En lo que concierne al régimen de regalías, continúa vigente la Ley N° 756 del 2002. La segunda modificación de importancia es que se establece la escisión de ECOPETROL, modificando se estructura orgánica. Ahora habrá dos empresas: La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y La Sociedad Promotora de Energía de Colombia S.A.

## **1. La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)**

La ANH representa una unidad administrativa especial, comenzó su funcionamiento oficial el 1 de enero del 2004, y está adscrita al Ministerio de Energía y Minas, con personería jurídica, patrimonio propio y autonomía administrativa y financiera; su función principal sería la administración integral de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la nación. Algunas de sus principales funciones son:

- Administrar las áreas hidrocarburíferas de la nación y asignarlas para su exploración y explotación;
- Diseñar y promover, negociar, celebrar, hacer seguimiento y administrar los nuevos contratos de exploración y explotación;
- Diseñar, evaluar y realizar estrategias de promoción de la exploración y explotación de hidrocarburos y divulgarlas de acuerdo con las mejores prácticas internacionales;
- Apoyar al Ministerio de Minas y Energía en la formulación de la política gubernamental en materia de hidrocarburos y en la elaboración de los planes sectoriales,
- Convenir en los contratos la responsabilidad social, en beneficio de las comunidades ubicadas en las áreas de influencia;
- Administrar la participación del Estado, en especie o en dinero, en los volúmenes de hidrocarburos que le correspondan;
- Recaudar las regalías y compensaciones monetarias, etc.

## **2. La Sociedad Promotora de Energía de Colombia S.A.**

La segunda empresa tiene como función principal participar o invertir en compañías cuyo objeto social está relacionados a actividades del sector energético o con actividades similares, conexas o complementarias. Entre sus principales funciones específicas figuran:

- Celebrar toda clase de negocios relacionados con la participación e inversión en compañías cuyo objeto social se relacione con actividades del sector energético;
- Girar, aceptar, otorgar, endosar, negociar, descontar y dar en prenda o garantía toda clase de títulos valores civiles o comerciales y en general, celebrar cualquier clase de operación de crédito;
- Desarrollar operaciones subsidiarias o complementarias al sector energético, etc.

Por su parte, ECOPETROL, quedaría reducida a dedicación exclusiva del desarrollo de las actividades industriales y comerciales, siendo la empresa encargada de la operación petrolera correspondiente al Estado.

Para obtener la asignación de áreas de exploración y explotación por parte de la ANH, ECOPETROL deberá competir con los particulares. ECOPETROL podrá participar en toda la cadena productiva del petróleo, interna y externamente, excepto en el transporte de gas natural dentro del territorio nacional (artículo segundo del proyecto de decreto de reorganización de ECOPETROL), (Diario “Página Digital”, 2003).

En la misma fecha que se aprueba el DL 1760 referido anteriormente, se aprueba la Ley N° 182, que contiene el Plan de Desarrollo Nacional 2004-2006, planteado por el Presidente Uribe. El Plan contempla los objetivos nacionales y sectoriales de Colombia, así como un sistema de inversiones y monitoreo. El Plan de Desarrollo Nacional se refiere a ECOPETROL (sección cinco, capítulo IV), afirmando que se busca salvaguardar las transferencias que esta empresa hace al Estado, otorgándole la facultad de realizar operaciones de cobertura financiera sobre el petróleo que comercializa, tales como opciones de venta, opciones de compra, u otros instrumentos.

El Título II “Plan de Inversiones Públicas” (Parte B, punto 2), propone promover la inversión nacional y extranjera de exploración y explotación de petróleo, incrementando las reservas en mil millones de barriles entre 2002 y 2006. Para alcanzar esa meta se desarrollarán 7.000 kilómetros de exploración sísmica, se explorarán 100 pozos y se suscribirán en promedio 20 contratos de asociación cada año.

### C. La inversión extranjera y de la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL) en la década del noventa

Hasta el 2003, la inversión extranjera en petróleo en Colombia ha tenido rasgos específicos, debido a la modalidad particular de los contratos de asociación, que determinaban un *joint venture* entre la empresa estatal y la contratista extranjera, en la que ECOPETROL participaba con el 50,0% (30,0% desde el 2000) y la contratista con el porcentaje restante.

La inversión extranjera en exploración de petróleo en la década del noventa ha sido ampliamente superior a la inversión en exploración de ECOPETROL; en casi todos los años la superó en 4 a 5 veces. La IED en exploración alcanzó su máximo en 1998 con 343 millones de dólares, cayendo a un mínimo de 86 millones de dólares en el 2000, para el período de análisis y subiendo ligeramente hasta 145 millones de dólares en el 2002 (véase cuadro 21), como consecuencia de la violencia política en el país.

**Cuadro 21**  
**COLOMBIA: INVERSIONES EN EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (E&P) DE PETRÓLEO**

(En millones de dólares)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	Total
<b>1. ECOPETROL:</b>														
- Exploración	44,8	31,3	38,8	33,9	24,4	38,1	63,1	36	56	45	26	20	63	520
- Producción <sup>a</sup>	n,d	n,d	n,d	n,d	287,0	400,0	624,0	861	319	399	364	369	341	3 964
Subtotal:	n,d	n,d	n,d	n,d	311,4	438,1	687,1	897	375	444	390	389	404	4 484
<b>2. Inversión Extranjera Directa:</b>														

- Exploración	144	145	336	305	185,0	271	236	335	343	128	86	262	145	2 921
- Producción	n,d	n,d	n,d	n,d	261,0	375	566	480	576	340	315	274	213	3 400
Subtotal:	n,d	n,d	n,d	n,d	446,0	646	802	815	919	468	401	536	358	6 321
<b>Total (1+2)</b>	<b>n,d</b>	<b>n,d</b>	<b>n,d</b>	<b>n,d</b>	<b>757,4</b>	<b>1 084</b>	<b>1 489</b>	<b>1 712</b>	<b>1 294</b>	<b>912</b>	<b>791</b>	<b>925</b>	<b>762</b>	<b>10 805</b>

Fuente: Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL).

<sup>a</sup> Incluye inversión directa (campos propios) así como la inversión para desarrollo de la producción con las asociadas.

La inversión en desarrollo de la producción de petróleo, tanto de ECOPETROL como la IED de sus asociadas, aumentó claramente de 1995 a 1998, promediando 1.400 millones de dólares anuales. Esto se debió, sobre todo, a la inversión en los campos de Cusiana y Cupiagua (BP, Total y Triton, junto con ECOPETROL), así como por la construcción del oleoducto, por parte de las mismas empresas, a la costa del Caribe. De 1998 en adelante, las inversiones en desarrollo han disminuido notablemente, también por la violencia política. Destacan, sin embargo, las inversiones de los contratos de asociación de PETROBRAS, que no incluyen aún el yacimiento Guando.

Estas inversiones han permitido el aumento de la producción, desde 450 MBD en 1994 a 815 MBD en 1999. A partir de ese momento, la producción comienza a decaer por la confluencia de dos factores: la continua disminución de las reservas y el aumento de la violencia política en el país. Así, en el 2002 sólo se produjeron 578 MBD.

**Cuadro 22**  
**COLOMBIA: PRODUCCIÓN NACIONAL DE CRUDO**  
(En miles de barriles diarios)

Empresa/año	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
ECOPETROL	87,5	83,9	90,7	93,7	95,5	112,5	115,7	119,4	115,8	102,9	122,6	117,7	98,4
B.P.			2,6	8,8	12,2	128,5	174,2	220,3	349,4	430,7	339,8	298,7	243,1
HOCOL	23,9	26,3	27,4	25,3	27,8	29,6	26,7	27,5	25,7	25,4	27,3	28,2	22,7
PERENCO	18,3	21,1	23,0	25,8	23,0	24,1	23,9	23,5	28,7	27,4	25,9	23,7	19,6
OCCIDENTAL	208,0	197,1	201,2	201,3	190,7	196,1	192,0	160,6	136,9	125,4	93,0	53,5	98,4
PETROBRAS	6,9	5,8	10,6	19,7	25,8	26,8	24,4	27,7	29,3	34,7	33,4	33,7	31,3
Otras	37,7	37,9	37,4	42,7	47,2	51,4	54,2	57,8	52,0	51,5	26,9	26,9	44,2
Asociadas	294,8	288,2	302,2	323,6	326,7	456,5	495,4	517,4	622,0	695,1	546,3	464,7	459,3
Concesionarias	57,2	53,5	45,4	35,9	30,4	12,4	15,2	15,5	16,5	17,6	18,1	22,0	20,3
<b>Total</b>	<b>439,5</b>	<b>425,6</b>	<b>438,3</b>	<b>453,2</b>	<b>452,6</b>	<b>581,4</b>	<b>626,3</b>	<b>652,3</b>	<b>754,3</b>	<b>815,6</b>	<b>687,0</b>	<b>604,4</b>	<b>578,0</b>

Fuente: Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL).

Nota: La producción por año para cada empresa extranjera es la suma de lo que se producen en cada campo en el que están presentes.

## D. Plan de inversiones de ECOPETROL

En el 2002, el presupuesto ejecutado de la inversiones de ECOPETROL fue 540 millones de dólares, de los cuales el 11,0% se destinó a actividades de exploración por parte de la empresa. Un 60,0% adicional se dedicó a actividades de desarrollo de la producción propia y en los contratos de asociación. En total, entonces, el 71,0% se dedicó a las inversiones en el *upstream*, lo que refleja las prioridades de la empresa.

Cuadro 23

**INVERSIONES ECOPETROL, 2002***(En millones de dólares y porcentajes)*

	<b>Inversiones</b>	<b>% del total</b>
Exploración	60,7	11,2
Producción directa	124,2	23,0
Producción asociados	201,5	37,3
Refinación y mercadeo	112,9	20,9
Transporte	27,9	5,2
Instituto Colombiano Petróleo	2,4	0,4
Centro Corporativo y otros	10,6	2,0
<b>Total de inversiones</b>	<b>540,2</b>	<b>100</b>

Fuente: Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL).

Para el sector refinación, se destinaron 113 millones de dólares, el 21,0% del total, correspondiendo el saldo a las actividades de transporte y otras.

ECOPETROL espera cumplir con sus metas de inversión objetivo para los años 2003-2006, en las diferentes actividades en la que esta empresa participa, sumando una cantidad de 121 proyectos. Como se aprecia en el cuadro, el Plan de Inversiones 2003-2006 mantiene la misma estructura ya analizada en el 2002, que prioriza las inversiones en el *upstream*.

Cuadro 24

**PLAN DE INVERSIONES DE ECOPETROL, 2003-2006***(En millones de dólares)*

	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>
Exploración	21,20	75,00	100,0	100,0
Producción				
Áreas actuales	320,28	402,27	329,0	327,0
Áreas nuevas			19,0	96,52
<b>Subtotal</b>	<b>341,50</b>	<b>477,30</b>	<b>448,0</b>	<b>523,50</b>
Refinación	119,00	297,00	244,0	263,0
Transporte	46,00	41,00	49,0	48,0
Otros	20,30	28,00	20,0	20,0
<b>Subtotal</b>	<b>185,30</b>	<b>366,00</b>	<b>313,0</b>	<b>331,0</b>
<b>Total</b>	<b>526,80</b>	<b>843,30</b>	<b>761,0</b>	<b>854,5</b>

Fuente: Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL).

## E. Estructura de la producción

Al año 2002, ECOPEPETROL es responsable del 56,0% del total de la producción de petróleo en el país, de los cuales el 17,0% corresponde a la producción de sus campos directos y el 39,0% restante a la producción con las empresas asociadas. Entre las empresas asociadas, la más importante es British Petroleum, con una participación del 42,0% del total producido,<sup>14</sup> sobre todo en los campos de Cupiana y Cusiagua. El otro campo productor de importancia es Caño Limón, operado por Occidental, que está en su fase de declinación.

<sup>14</sup> Este porcentaje incluye la participación que le corresponde a ECOPEPETROL.



El grueso de la producción del petróleo colombiano (60,0%) proviene principalmente de dos zonas: (i) los campos de Cusiana y Cupiagua (1.600 MMB de reservas), al este en el departamento de Casanare; y (ii) campo Caño Limón en la provincia Arauca (frontera con Venezuela).

## F. La ronda 2000 y nuevos contratos

Además de los cambios realizados en los contratos de asociación para la atracción de inversiones, ECOPEPETROL lanzó la ronda 2000. Esta ronda tuvo como objetivo vincular a inversionistas privados con el desarrollo de proyectos exploratorios según la modalidad *farm-out* donde ECOPEPETROL aporta conocimientos e información sobre investigaciones realizadas de campos específicos y el tercero se asocia aceptando que, por los conocimientos aportados. ECOPEPETROL recibe mayor porcentaje sobre la producción en caso de resultar viable la explotación del área explorada (ECOPEPETROL, 2001).

### Recuadro 3

#### LA INVERSIÓN DE BRITISH PETROLEUM Y OCCIDENTAL PETROLEUM

- **British Petroleum**

La compañía British Petroleum, presente en Colombia desde 1987, se ha convertido en la empresa extranjera más importante (junto con Occidental Petroleum). Es operadora, con el 19% de participación, de los campos Cusiana y Cupiagua (en sociedad con ECOPEPETROL, 50%; TotalFinaElf, 19%; y Triton, 12%). Asimismo, estos campos están vinculados con el Caribe, a través del Oleoducto Ocesa (800 km) desde donde se lleva a cabo la exportación de petróleo. Este oleoducto es propiedad de las mismas empresas, a las cuales se suman Transcanada e Interprovincial.

De otro lado, BP tiene un *holding* de 50% con ECOPEPETROL en el bloque Piedemonte (al norte de Cusiana y Cupiagua) en el que trabajan los campos Pauto y Floreña (reservas estimadas de 35 MMB). Floreña, el campo más grande, fue descubierto en 1995. Entre 1996 y 1998 se perforaron cuatro pozos adicionales y en octubre de 1998 fue declarado comercial. Aunque Floreña no tiene la magnitud de Caño Limón ni de Cusiana, su calidad le permite ser vendido en el mercado extranjero a buen precio. El crudo proveniente de estos campos se empezó a transportar por el oleoducto Central para ser embarcado en Coveñas.

- **Occidental Petroleum Company**

La compañía Occidental (OXY) opera en Colombia desde 1969. En 1983 descubrió el yacimiento de Caño Limón con reservas de 1.200 MMB, lo que constituyó el más grande descubrimiento de la década y dio un gran impulso al sector petrolero colombiano. Actualmente, dicho campo se encuentra en etapa de agotamiento. Para optimizar la recuperación de las reservas restantes, Occidental ha iniciado un agresivo programa de perforación de pozos de desarrollo de la producción.

Occidental exploró el bloque Siriri, cercano a Caño Limón, donde perforó el pozo Gibraltar. En esa zona, Occidental tuvo muchos problemas con la comunidad indígena U'wa.<sup>a</sup> Occidental encontró gas natural y condensados, pero no petróleo. Occidental se retiró del bloque en el 2000. ECOPEPETROL continuó la perforación en este bloque, encontrando 200 MMB a principios del 2003. Actualmente

**Fuente:** Elaboración del autor sobre la base de información de las empresas.

<sup>a</sup> La perforación ocurrió tras una batalla legal de cinco años con la comunidad indígena U'wa de siete mil habitantes (originarios de la Sierra Nevada del Cocuy-Güicán), cuya reservación se encuentra a un kilómetro del pozo.

La ronda incluyó 27 proyectos (12 exploratorios y 15 incrementales) en donde se recibieron aplicaciones de más de 44 compañías. El resultado de la ronda fue la adjudicación de 13 contratos: 5 en exploración (con una inversión estimada de 62 millones de dólares en la perforación de 7 pozos) y 8 en producción incremental (para la recuperación de reservas estimadas en 153 MMB y una inversión en desarrollo estimada en 89 millones de dólares en los primeros dos años). Este resultado significa una inversión adicional de aproximadamente 620 millones de dólares en esta industria durante los próximos seis años. Vale la pena resaltar que las cifras de inversión mencionadas son estimaciones, pues las bases de la ronda no estipulan bonos de adjudicación ni compromisos mínimos de inversión.

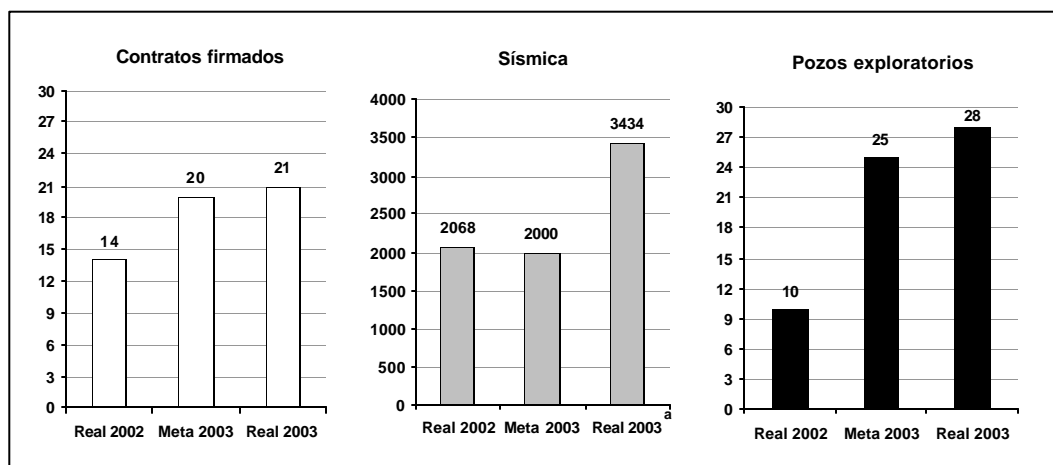
Pequeñas, medianas y grandes empresas participaron en la ronda. La Compañía Española de Petróleos, S.A. (CEPSA) y las canadienses Canadian Talisman y Alberta Energy fueron algunas de las nuevas empresas que acompañan a Canadian Occidental, BP-Amoco, Occidental, Hocol Network Technology Co.,Ltd., Total y Texas.

Durante el año 2000 se firmaron 32 contratos para E&P incremental, la mayor cifra de los últimos años. Trece de ellos pertenecen a la ronda 2000 y los 19 restantes fueron producto de negociaciones individuales con las empresas. En los 19 contratos negociados individualmente, destaca la presencia de las *majors* como Chevron-Texaco, British Petroleum y TotalFinaElf. También están presentes otras empresas como PETROBRAS, Occidental y Canadian Oxy. En el 2002 se firmaron 14 contratos, aumentando este número a 21 contratos en el 2003.

Gráfico 5

**ACTIVIDAD EXPLORATORIA EN COLOMBIA, 2002/2003**

(En cantidad de contratos; km líneas sísmicas y cantidad de pozos)



Fuente: Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL).

<sup>a</sup> Cifras al 29 de diciembre de 2003.

## G. El plan nacional de masificación de consumo del gas

En 1994, el Gobierno de Colombia estructuró y aprobó el Programa para la Masificación del Consumo de Gas en el país. Su objetivo principal es promover una matriz de consumo de energía

más eficiente y conveniente para el país mediante la sustitución por gas de recursos energéticos de alto costo.

Con la expedición de la Ley N° 401 de 1997 se crea la Empresa Colombiana de Gas (ECOGAS) como entidad descentralizada del Estado, a la cual se le transfieren los gasoductos y contratos de disponibilidad de gasoductos operados hasta entonces por ECOPETROL, desagregando de esta manera la función de transporte del monopolio estatal. Adicionalmente, también se determinó la enajenación de las participaciones de ECOPETROL en la principal empresa regional transportadora, Promotora de la Interconexión de los Gasoductos de la Costa Atlántica S.A. (PROMIGAS).

Específicamente se planteó: la masificación del consumo de gas natural mediante el incremento de la producción del combustible; optimizar la utilización de las reservas disponibles de gas natural mediante la construcción de una red troncal de transporte de cobertura nacional; incentivar la participación privada en las diferentes inversiones que contempla el plan, y llevar los precios a los costos reales de producción y prestación de los servicios.

A través de la Red Nacional de Gasoductos, se busca suministrar gas natural a los principales centros de consumo industrial y residencial. Se estima que para el año 2010, más de cuatro millones y medio de familias se estarán beneficiando con el uso del Gas Natural. El plan de masificación del gas natural busca, además, reducir el consumo de leña y la tala de árboles. Otro factor benéfico, es sustituir el uso de la energía eléctrica, la cual es más costosa que el gas.

El aspecto más relevante de la evolución del gas natural en Colombia desde 1995 hasta la fecha, ha estado representado por las importantes inversiones realizadas tanto por el capital estatal, como por el capital privado en la construcción y ampliación de la red básica de gasoductos troncales para conectar los campos en producción con los principales mercados en todo el país.

El incremento de la red de transporte se evidencia al comparar la red de gasoductos en 1993 con la existente hoy en día. Al 31 de diciembre del 2002 la red de transporte comprende 3.667 km. La participación privada (Build Manage Operate Transfer (BMOT), construir, administrar, operar, transferir) y de ECOGAS, al 2002, asciende a 1.785 km y 1.879 km, respectivamente, lo que evidencia la similitud en la participación. La participación privada tiene líneas troncales de 1052 km y 733 km de ramales, mientras que ECOPETROL tiene líneas troncales de 1.389 km y ramales de 497 km. Según OLADE, ECOGAS (empresa que en el origen era ECOPETROL) invirtió en forma directa 277 millones de dólares y el sector privado 644 millones de dólares, sobre un total de inversiones de 921 millones de dólares (OLADE, 2001, cap. III).

Como resultado de esta política, el gas natural aumentó su participación en la oferta energética del 13,0% en 1990 a 19,0% en 2000 y se espera que participe con el 23,0% en 2010 y con el 29,0% en el 2020. El gas natural ha reemplazado principalmente el uso del crudo, sus derivados y generación hidráulica.



## VI. Análisis de Ecuador

---

Ecuador es un país productor de petróleo de tamaño mediano, de acuerdo a los estándares de América Latina. Es el cuarto país de la región, con reservas en el 2003 de 4.600 millones de barriles (MMB). La producción de petróleo en el 2003 fue de 427 mil barriles diarios (MBD). Como el consumo interno sólo asciende a 134 MBD, existen importantes excedentes exportables para la economía del país que alcanzan los 293 MBD.

El sector petrolero es de gran importancia para la economía ecuatoriana. En el 2003, representó cerca del 33,0% de los ingresos gubernamentales y más del 40,0% del total de exportaciones, por lo que la economía del país es muy vulnerable a la fluctuación de los precios internacionales. En su conjunto, el sector petrolero representa el 12,0% del producto interno bruto (PIB) (Min. de Energía y Minas del Ecuador, 2003/2004).

La actividad petrolera se realiza en gran medida a través de PETROECUADOR, con el 57,0% del total de la producción de los campos, aunque, desde mediados de la década del noventa, viene creciendo la importancia de las empresas extranjeras en la producción de petróleo (Min. de Energía y Minas del Ecuador, 2003/2004).

Las reservas de gas natural de Ecuador son pequeñas y ascienden a 345 mil millones de pies cúbicos. Hasta la fecha, el desarrollo de este hidrocarburo ha sido muy limitado.

Las principales orientaciones de política petrolera en Ecuador en la década del noventa se centraron en: (a) la modificación del régimen

de contratación petrolera para otorgar mayores incentivos

para la exploración y explotación de petróleo por empresas privadas nacionales y extranjeras; (b) la apertura del *downstream* a la inversión privada; (c) la ampliación del Sistema del Oleoducto Transecuatoriano (SOTE).

En el 2000, se autorizó que empresas privadas construyeran el Oleoducto de Crudo Pesado (OCP), capaz de transportar 400 mil barriles diarios. Su construcción culminó en agosto del 2003.

En el 2003, el gobierno ha profundizado la apertura. Se plantea que los campos petroleros de PETROECUADOR sean explotados por empresas privadas. Para ello, se han planteado nuevas modificaciones a la Ley de Hidrocarburos. Además, en octubre del 2003 se dio inicio a la novena ronda de contratación petrolera.

## A. Cambios en la legislación

En 1993 se promulgó la Ley N° 44, que introdujo la modalidad de contratos de participación en la producción, en los cuales los contratistas tienen derecho a recibir pago en petróleo, de acuerdo a un porcentaje determinado previamente.<sup>15</sup> La contratista, una vez entregada la participación de la producción perteneciente al Estado, dispondrá libremente de los hidrocarburos que le correspondan. La Ley N° 44 disminuyó la tasa del impuesto a la renta a 36,25% y se otorgaron facilidades para el movimiento de moneda extranjera dentro y fuera del país.

A partir de 1999, se dictaron nuevos dispositivos legales para impulsar la inversión extranjera, entre los que figuran: (1) la creación de los contratos de administración compartida (*management sharing*), (2) potenciales *joint ventures* entre empresas extranjeras y PETROECUADOR en los campos petroleros más grandes, (3) en abril del 2001 se promulgó el nuevo Reglamento de PETROECUADOR y sus Empresas Filiales, procediéndose a su reestructuración creando un *holding* con diferentes unidades de negocios: Exploración y Producción de Petróleo (PETROPRODUCCIÓN), Producción de Derivados (PETROINDUSTRIAL) y Venta y Distribución de Combustibles (PETROCOMERCIAL).

## B. Plan de dolarización y reformas a la Ley de Hidrocarburos: la apertura del *downstream* a la inversión extranjera

En el 2000 se promulgó una nueva serie de artículos modificatorios a la Ley de Hidrocarburos. En efecto, la Ley N° 4 de marzo del 2000, también llamada Ley de Transformación Económica (LTE) del Ecuador,<sup>16</sup> estableció que la empresa privada también podía intervenir en el *downstream*:

“El transporte de hidrocarburos por oleoductos, poliductos y gasoductos, la refinación, industrialización, almacenamiento y comercialización, serán realizados por PETROECUADOR o por empresas nacionales o extranjeras de reconocida competencia en esas actividades, legalmente establecidas en el país, asumiendo la responsabilidad y riesgos exclusivos de su inversión y sin comprometer recursos públicos”.

---

<sup>15</sup> Esta nueva modalidad es adicional a los contratos de prestación de servicios.

<sup>16</sup> Esta ley tiene como objetivo central la dolarización de la economía ecuatoriana.

Las empresas también podrán ser autorizadas a realizar actividades de transporte por ductos, construyéndolos u operándolos a través de compañías relacionadas por si solas o en asociación con compañías especializadas en tales actividades. En el caso de ductos principales privados para el transporte de hidrocarburos, por tratarse de un servicio público, el Ministro del ramo, previa autorización del Presidente de la República y contando con el informe favorable del Procurador General del Estado, celebrará, con la empresa o consorcio autorizados, el respectivo contrato que regulará los términos y condiciones bajo los cuales podrá construir y operar tales ductos principales privados.

Esta modificación posibilitó que el nuevo oleoducto de crudo pesado pudiera ser construido y administrado por empresas privadas, lo que finalmente sucedió.

La LTE también establece que cuando PETROECUADOR realice las actividades previstas anteriormente, podrá hacerlas directamente o delegarlas celebrando contratos de asociación, consorcios, de operación o mediante otras formas contractuales vigentes en la legislación ecuatoriana. También podrá constituir compañías de economía mixta.

También se espera que las modificaciones a la ley atraigan inversión para las refinerías de Esmeraldas, La Libertad y Shushufindi.

De otro lado, mediante una ley publicada en el Registro Oficial 144 del 18 de agosto del 2000, se modificó el Art. 1 de la Ley de Hidrocarburos (de 1978) y se estableció que en todas las actividades de hidrocarburos, quedan prohibidas las prácticas o regulaciones que impidan o distorsionen la libre competencia, por parte del sector privado o público. También se prohíben las prácticas o acciones que pretendan el desabastecimiento deliberado del mercado interno de hidrocarburos.

### **C. Las reformas petroleras del 2003**

En Ecuador se han planteado reformas a la legislación vigente con el objetivo de impulsar la inversión privada en los campos petroleros operados por PETROECUADOR. Actualmente se discute en el Congreso una propuesta de reforma a la Ley de Hidrocarburos sobre dos temas:

- (i) Los contratos de gestión compartida para las futuras licitaciones petroleras, en particular la novena ronda de licitación de bloques petroleros.
- (ii) Elaborar un nuevo reglamento del Comité Especial de Licitación para celebrar contratos de asociación para la exploración y explotación petrolera de los bloques amazónicos Shushufindi, Lago Agrio, Auca y Culebra-Yulebra, que actualmente explota PETROECUADOR.

El objetivo de este nuevo Reglamento es el incremento de la producción, así como optimizar la producción de los campos actualmente operados por PETROPRODUCCIÓN. Además, definen la producción base que la asociada con PETROECUADOR debe mantener a lo largo de la vigencia del contrato; el área de operación del campo objeto de la licitación, y la autorización para realizar actividades de exploración adicional durante los tres primeros años del período de explotación.

Paralelamente, el Poder Ejecutivo, en vista que la discusión en el Poder Legislativo conlleva un trámite más o menos prolongado, ha procedido a promulgar una serie de decretos supremos que

modifican la legislación vigente en la misma orientación<sup>17</sup> que tiene la propuesta de ley que se debate en el parlamento.

El Poder Ejecutivo ha tomado esta determinación para poder ofertar lo más rápidamente posible los campos petroleros de PETROECUADOR a la inversión extranjera. Sin embargo, el procedimiento del Poder Ejecutivo ha generado una polémica entre distintos sectores políticos y técnicos. En noviembre del 2003 se ha abierto la licitación internacional y ya se han inscrito dos empresas: Techint y REPSOL.

Con la propuesta de los nuevos contratos de asociación, las empresas extranjeras se comprometen a una producción base, que corresponde a la actual producción de esos lotes. Además, deberán efectuar inversiones que permitan el aumento de la producción (producción incremental).

El Estado tendrá un mínimo de 35,0% de participación en la producción incremental, más regalías e impuestos, con lo que el porcentaje que recibe el Estado sube al 57,0%. Las empresas contratistas afirman que este *take* del Estado es demasiado alto.

- Anteriormente, las liquidaciones económicas de PETROECUADOR con las compañías eran diarias. Ahora, éstas serán mensuales.
- Actualmente, la estatal PETROECUADOR entrega al Estado la producción total, cuyos ingresos se depositan en las cuentas oficiales de manera inmediata. Con las modificaciones, ahora PETROECUADOR tendrá un flujo de caja para la operación de la compañía asociada.
- Con la ley vigente el período de exploración tiene una duración de cuatro años, prorrogable por dos años adicionales. La modificación propone que este período no tenga plazo. Con respecto a los períodos de explotación, la ley vigente prevé un plazo de 20 años, mientras que la Reforma prevé que éste aumente a 20 años en el caso del petróleo y hasta 25 años en el caso de gas natural. Estos plazos podrán ser prorrogables, según el Art. 13 del Reglamento.
- Con las modificaciones al Reglamento de los contratos de asociación que propone el Ejecutivo, ahora las áreas se configuran con lotes de 5.000 Has continuas, unidas por un vértice, que incluirá los límites del yacimiento.
- Anteriormente, el Art. 33 de la Ley de Hidrocarburos, disponía que el Estado podría exigir al contratista, los hidrocarburos necesarios para abastecer al mercado interno. Ahora, los hidrocarburos producidos que le corresponden a la asociada podrán ser libremente comercializados.
- El reglamento fija reglas ambientales que debe cumplir la asociada. En los contratos constarán los respectivos seguros y garantías que cubran los riesgos de la vida y salud humana, flora y fauna, contaminación y afectación al ecosistema.
- La estatal PETROECUADOR entregará el diagnóstico socio ambiental del área del contrato y una auditoría ambiental, que efectuarán expertos de conocida reputación en la industria, para determinar su estado de situación.

---

<sup>17</sup> “El pensamiento de los técnicos petroleros (Foro Petrolero), que han asesorado al Congreso, coincide en forma casi absoluta con lo que el Gobierno ha determinado como su política. Entonces, los cambios que se proponen en la Ley son exactamente los mismos a los que proponemos como reglamento desde el Ejecutivo” (Diario “Hoy”, 2003).



A julio del 2004, la situación es la siguiente: el Proyecto de Ley de Reformas a la Ley de Hidrocarburos ha sido devuelto por el Congreso al Poder Ejecutivo. Por tanto, no hay todavía ninguna reforma aprobada.

## D. La inversión extranjera

La IED de las empresas petroleras en E&P pasó de 90 millones de dólares en 1990 a 1.063 millones de dólares en el 2002, habiendo alcanzado un máximo de 1.120 millones de dólares en el 2001. Para el período 1990 al tercer trimestre de 2003, las inversiones extranjeras alcanzaron la importante suma de 7.227 millones de dólares. Este aumento ha llevado a que la inversión en petróleo supere el 90,0% del total de la IED en Ecuador en los años 1998 al 2000 y supere el 80,0% para los años 2001 y 2002. No ha sucedido lo mismo con la inversión de PETROECUADOR, como se aprecia en el cuadro, lo que será analizado más adelante.

Como consecuencia del aumento de la inversión en exploración y desarrollo, desde 1993 en adelante, la producción de petróleo de las empresas extranjeras aumentó significativamente: de 1993 al 2002, ésta pasó de 7,5 a 79,0 MMB, lo que implica un aumento de 10 veces. En términos de porcentaje, su participación ha pasado del 6 a más del 50,0% de la producción total de petróleo en Ecuador.

**Cuadro 25**  
**ECUADOR: INVERSIÓN EXTRANJERA DIRECTA (IED), TOTALES Y EN HIDROCARBUROS**  
(En millones de dólares)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003 <sup>a</sup>	Total
<b>IED:</b>															
Total	126	160	178	469	531	470	491	695	831	636	708	1 330	1 275	1 333	9 233
Petróleo	90	124	146	395	368	320	302	555	754	615	680	1 120	1 063	695	7 227
Porcentaje Petróleo/Total	71	78	82	84	69	68	62	80	91	97	96	84	83	52	78
<b>Inversión:</b>															
Petroecuador		187	131	133	154	146	171	103	46	17	48	148	274	284	1 842
<b>Total Petróleo</b>	<b>90</b>	<b>311</b>	<b>277</b>	<b>528</b>	<b>522</b>	<b>466</b>	<b>473</b>	<b>658</b>	<b>800</b>	<b>632</b>	<b>728</b>	<b>1 268</b>	<b>1 337</b>	<b>979</b>	<b>9 069</b>

**Fuente:** Elaboración del autor, sobre la base del Banco Central de Reserva de Ecuador y Petróleos del Ecuador (PETROECUADOR).

**Nota:** La inversión de PETROECUADOR del 2001 al 2003 corresponde al presupuesto de apertura y no al ejecutado.

<sup>a</sup> Información actualizada al tercer trimestre de 2003.

**Cuadro 26**  
**PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO: 1993-2003**  
(Millones de barriles)

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
PETROECUADOR	118	120	114	112	107	101	94	95	90	81	74
Contratistas	8	18	28	28	30	29	43	46	59	62	79
<b>Total</b>	<b>125</b>	<b>138</b>	<b>141</b>	<b>140</b>	<b>137</b>	<b>130</b>	<b>137</b>	<b>141</b>	<b>149</b>	<b>143</b>	<b>153</b>

**Fuente:** Ministerio de Energía y Minas, Dirección Nacional de Hidrocarburos.

Las empresas extranjeras que han aumentado considerablemente sus inversiones y su producción son City Investing (filial de Alberta Energy, del Canadá), REPSOL-YPF (España),

Alberta Energy (Canadá, que adquirió City), AGIP (Italia, que adquirió la participación de ARCO) y Occidental Petroleum (Estados Unidos).

Para el 2002 el primer lugar en producción de la empresa extranjera es ocupada por City Investing (Alberta Energy) con una producción de 14,4 MMB (39,9 MBD). Alberta Energy entró al Ecuador en 1999, a través de la adquisición de Pacalta Resources (a su vez, Pacalta le compró los campos a City en 1996). Adicionalmente, Alberta ha comprado a Occidental el 40,0% del bloque 15.

La empresa italiana AGIP (subsidiaria de la empresa estatal ENI) es la segunda productora con 11,3 MMB anuales en el 2002 (31,5 MBD), casi todos procedentes de Campo Villano (bloque 10), que entró en producción en 1997. En 1998, AGIP aumentó su participación del 40,0 al 100% del total de Campo Villano, adquiriendo el 60,0% de las acciones de ARCO (Estados Unidos). Según AGIP, la inversión total ha sido de 377 millones de dólares, monto desembolsado en su integridad por la casa matriz ENI.

REPSOL-YPF está operando el bloque 16 (adquirido por YPF a Maxus en 1994). En los últimos años, REPSOL-YPF ha aumentado sus inversiones en este bloque, lo que le ha permitido elevar la producción de 35 MBD en 1995 a 45,3 MBD en el 2000, aunque en el 2002 bajo a 28,4 MBD (10,2 MMB anuales) lo que convierte a la empresa en la tercera empresa privada productora de petróleo.

Occidental Petroleum está presente en Ecuador desde 1992 y es el cuarto productor extranjero de petróleo, principalmente del complejo Indillana. Recientemente, Occidental se convirtió en operador del campo Limoncocha, lo que le permitió aumentar su producción hasta 27 MBD. La empresa planea invertir 500 millones de dólares en los próximos años en el desarrollo del campo Edén/Yuturi. En el 2002 su producción fue de 7,9 MMB anuales (21,9 MBD).

## E. Las rondas de licitación en la década del noventa

Desde los años noventa se han realizado cuatro rondas de licitación de campos petroleros, a los cuales han postulado empresas extranjeras.

- (i) La sexta ronda petrolera fue convocada en 1990, licitándose tres bloques a 17 empresas petroleras.
- (ii) En 1994, durante la séptima ronda petrolera, celebrada bajo las condiciones contractuales de la Ley N° 44, se licitaron 13 bloques, de los cuales diez estaban situados en el oriente del país y los tres restantes en la zona del golfo de Guayaquil. Siete empresas, sobre todo de las llamadas “independientes”, se adjudicaron los bloques con un compromiso de inversión de 187 millones de dólares.
- (iii) La octava ronda petrolera internacional se concluyó en 1997. Sólo se presentaron ofertas para tres bloques, los que fueron adjudicados por el Comité Especial de Licitación al consorcio CGC-San Jorge (Argentina), a la empresa ARCO (EEUU, después adquirida por British Petroleum) y a Pérez Companc (Argentina). El monto total de inversión comprometido para esta ronda de licitación asciende a 39,6 millones de dólares (véase cuadro 27).

Cuadro 27

OCTAVA RONDA DE LICITACIÓN INTERNACIONAL (CRONOGRAMA DE INVERSIONES)

(En miles de dólares)

Bloque	Empresa	Inversión Anual de la Empresa
23	Consorcio CGC-San Jorge	17 170
24	Compañía Arco	6 053
31	Compañía Pérez Companc	16 393
<b>Total</b>		<b>39 616</b>

Fuente: Ministerio de Energía y Petroecuador.

<sup>a</sup> La participación en este bloque es de 50-50.

Así, el gran total de inversión para la séptima y octava rondas petroleras ha sido 226,6 millones de dólares.

## F. Novena ronda petrolera

La novena ronda de licitaciones fue convocada en mayo 2003. Se planteó la licitación de cuatro bloques: 4, 5, 39 y 40. Tres de ellos en la costa del Pacífico y el otro en la península de Santa Elena. La inversión estimada en estos bloques, para un período de 20 años, se calcula entre mil y dos mil millones de dólares, según PETROECUADOR.

No hubo postores para esta licitación, por lo que se declaró desierta. Ninguna de las seis firmas (AGIP, Conoco Phillips, REPSOL YPF, ENAP, Hunt Oil y Occidental-EDC) que compraron las bases oficializaron sus ofertas ante el Comité Especial de Licitaciones (CEL). Las compañías privadas dejaron entrever que no consideraban atractivos los yacimientos por su ubicación y por la falta de información geológica.

En noviembre del 2003, se ha convocado a una nueva Licitación Internacional (Novena-II) para la exploración de hidrocarburos y explotación de petróleo crudo en las cuatro áreas operadas por PETROPRODUCCIÓN:

**Cuadro 28**  
**ÁREAS OPERADAS POR PETROPRODUCCIÓN**  
(En MMB)

Áreas	Reservas
Auca	199
Shushufindi	570
Culebra-Yulebra	73
Lago Agrio	62

Fuente: Elaboración del autor.

El gobierno plantea que las empresas reciban el 35,0% del valor de la producción incrementada por encima de los niveles que actualmente produce PETROECUADOR, además de regalías variables entre 12,5% y 18,0%, dependiendo del nivel de la producción.

Actualmente (febrero del 2004), el gobierno está negociando los términos finales de la licitación con las empresas privadas que se han presentado a la licitación. Hasta el mes de diciembre

del 2003, siete empresas manifestaron su deseo de participar en uno o más lotes: China National Petroleum Company (CNOC); Tecpetrol (Argentina); REPSOL-YPF (España); Perenco; China Petroleum & Chemical Corporation (Sinopec); PETROBRAS Energía y el consorcio ruso Access-Wilca.

## G. El oleoducto de crudo pesado

Debido a la insuficiente capacidad de transporte del oleoducto existente (el SOTE, de propiedad de PETROECUADOR), las empresas petroleras plantearon al gobierno del Ecuador la necesidad de construir un oleoducto adicional, llamado Oleoducto de Crudo Pesado (OCP). Por diversos motivos, la construcción del OCP se venía postergando desde 1994, lo que provocó la reacción de las empresas extranjeras petroleras.<sup>18</sup>

La LTE del Ecuador del 2000, ya mencionada, introdujo las modificaciones necesarias para que las empresas extranjeras pudieran participar en las actividades del *downstream*, dando por tanto, la luz verde para la construcción del OCP. El OCP está valorizado en 1.100 millones de dólares<sup>19</sup> y su construcción comenzó en junio del 2001, concluyéndose en septiembre del 2003. El OCP tiene 500 km de longitud y posee una capacidad real sostenible no menor de 410 MBD en el segmento uno y de 450.000 MBD en el segmento dos.

Los miembros del consorcio OCP son las empresas que actualmente producen petróleo en la amazonía ecuatoriana: Alberta Energy Ltd (Canadá, 31,4%), REPSOL-YPF (España, 25,69%), Pérez Companc (Argentina, 15,0%), Occidental Petroleum (EEUU, 12,26%), AGIP (Italia, 7,51%), Kerr-McGee Corp (EEUU, 4,02%) y Techint (Argentina, 4,12%).

## H. Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador (PETROECUADOR): inversiones y problemas

Las inversiones de PETROECUADOR han mostrado un comportamiento descendente durante toda la década del noventa, llegando a su punto más bajo en 1998 y 1999 con 46 y 17 millones de dólares, respectivamente, lo que contrasta con los 171 millones de dólares invertidos en 1996 (véase cuadro 29). En los años 2001 al 2003, los presupuestos iniciales planteaban significativos incrementos, sobre todo en el rubro de E&P. Sin embargo, se hace necesario recalcar que los datos presentados en el cuadro para esos años son los presupuestos iniciales y no los proyectos efectivamente ejecutados, porque el porcentaje de cumplimiento llega sólo al 50,0 ó 60,0% del 2001 al 2003.

Muchos analistas subrayan que el problema tiene su origen en el ordenamiento legal del Ecuador,<sup>20</sup> que establece que la empresa estatal entrega sus utilidades al fisco, con lo cual se reduce

---

<sup>18</sup> Señalaban que habían realizado cuantiosas inversiones en explotación y en desarrollo de los bloques petroleros por montos que sobrepasan los dos mil millones de dólares. Pero que el Estado se vio obligado a disponer la reducción de la producción en vista de la insuficiente capacidad de transporte, generando un perjuicio económico a la inversión petrolera y a los ingresos del Estado. Esta situación, decían las empresas, las obligó a disminuir o suspender sus planes exploratorios, ya que su producción, a esa fecha, estaba represada por la falta de un ducto para evacuar su crudo (Min. de Energía y Minas del Ecuador, 2003/2004).

<sup>19</sup> El proyecto se ha financiado mediante un préstamo de 900 millones de dólares por 17 años del Westdeutsche Landesbank (Alemania) y estará terminado el 2003, duplicando la producción petrolera ecuatoriana.

<sup>20</sup> Desde 1993 PETROECUADOR ha experimentado la crisis financiera más aguda de su existencia institucional, cuyas características más visibles son una persistente iliquidez, un elevado monto de cuentas por pagar y por cobrar que, entre otras cosas, han causado una baja ejecución presupuestaria que para el año 2000 se vio reducida sólo el 40% de las

drásticamente su capacidad para invertir en el desarrollo de las actividades de PETROECUADOR, las mismas que no sólo se limitan a la E&P, sino que también abarcan la refinación, el transporte y la comercialización del petróleo crudo y sus derivados.

**Cuadro 29**  
**INVERSIONES DE PETROECUADOR: 1995-2003**  
(En millones de dólares)

Áreas	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001 <sup>a</sup>	2002 <sup>b</sup>	2003 <sup>c</sup>
Exploración y Producción	92,0	52,7	25,2	27,3	6,0	31,8	71,8	180,9	157,0
Industrialización	43,6	104,2	69,0	8,8	2,7	10,6	22,3	28,0	49,1
Comercialización	7,4	9,4	4,0	3,7	2,1	1,8	20,8	25,8	29,0
Transporte	0,5	3,2	4,5	4,2	5,0	2,9	10,7	13,9	13,0
Desarrollo Corporativo	2,1	1,9	0,7	1,6	1,0	0,6	20,7	25,5	36,1
Total Inversiones	145,6	171,4	103,3	45,6	16,9	47,7	146,3	274,1	284,2
Alianzas Operativas	0	0	0	0	0	0	30,0	120,9	91,7
<b>Total</b>	<b>145,6</b>	<b>171,4</b>	<b>103,3</b>	<b>45,6</b>	<b>16,9</b>	<b>47,7</b>	<b>176,3</b>	<b>395,0</b>	<b>375,9</b>

**Fuente:** Unidad de Planificación Corporativa, PETROECUADOR.

<sup>a</sup> Ejecución enero-julio y proyectada a julio-diciembre 2001.

<sup>b</sup> Preliminar plan operativo 2002.

<sup>c</sup> Provisional.

Para solucionar estos problemas, la empresa estatal proponía que se le permita actuar con autonomía y competitividad, aplicando medidas que conlleven al cambio y a la modernización. Específicamente, se proponía rescatar y respetar la autonomía financiera que se diseñó inicialmente para PETROECUADOR, así como definir claramente los roles en el sector del ente estatal.<sup>21</sup>

Sin embargo, la orientación gubernamental ha sido diferente, pues, como ya se ha mencionado, los lotes que explota PETROECUADOR serán licitados en la novena (2) ronda petrolera.

## I. Proyectos futuros de inversión en el sector petrolero

PETROECUADOR tiene planeado desarrollar una serie de proyectos para aumentar su capacidad de producción, los que se detallan a continuación.

### 1. Proyecto Ishpingo-Tambococha-Tiputini (ITT)

Se estima que este bloque tiene reservas de 700 MMB de crudo pesado, y que podría llegar a producir 200 mil barriles por día, requiriendo una inversión de 1.700 millones de dólares de inversión

---

inversiones programadas, con el consiguiente impacto negativo en el saldo exportable de crudo que ha disminuido de 69,9 millones de barriles exportados por PETROECUADOR en 1998 a 56,5 millones de barriles en 1999, y a solamente 43,1 millones de barriles exportados en el 2000 (*Revista "Petróleo XXI....."*, 2001).

<sup>21</sup> Asimismo, que se restituya un monto fijo de sus utilidades para que sean reinvertidos en la modernización de su infraestructura, en la adquisición y la aplicación de tecnología nueva en las diferentes fases del sector hidrocarburífero. Además, PETROECUADOR debería orientar su gestión a rescatar y fortalecer su capacidad y concepto corporativo, en función de los principios fundamentales de eficiencia, eficacia y respecto al medio ambiente (Iglesias, 1998).

(900 millones de dólares de inversión para el desarrollo y producción de los campos; y 800 millones de dólares para la industrialización del crudo).

Inicialmente (1998), se planteó que el desarrollo de este bloque lo haría directamente PETROECUADOR con la participación de un socio estratégico. Recientemente, sin embargo (enero del 2004), el Ministerio de Energía y Minas ha planteado la licitación internacional de este bloque, planteándose ahora inversiones de 2.500 a 3.500 millones de dólares. La empresa ganadora tendría que construir una planta que eleve la calidad del crudo para que pueda ser transportado. Se afirma que TotalFinaElf, ChevronTexaco, China Petroleum National Corporation (CNOC) y Sinopec han mostrado interés por el proyecto.

## **2. Campo Pungarayacu**

El Campo Pungarayacu tiene la mayor concentración de crudos pesados y extra pesados del Ecuador, cuya gravedad está entre 4° API y 14° API. Está ubicado en la región oriental a 200 kilómetros al sur-este de la ciudad de Quito. Se estima que el desarrollo de este campo requerirá de una inversión aproximada de mil millones de dólares.

## **3. Proyecto de tercerización del servicio de control de calidad y cantidad de los derivados de hidrocarburos expendidos en las estaciones de servicio, y servicios complementarios**

El gobierno ecuatoriano tiene el objetivo de tercerizar el servicio de control de calidad y cantidad derivados de hidrocarburos expendidos en las estaciones de servicios complementarios, es elevar el nivel de dicho control y efectivizar resultados, siendo el consumidor de combustible el beneficiario último.

## VII. Análisis de México

---

Las reservas de petróleo mexicano alcanzaron 16.000 MMB a fines del 2003, cantidad que ha venido disminuyendo desde varios años, debido a que la metodología de la Securities and Exchange Comisión (SEC) de los EE.UU. difiere de la que venía empleando PEMEX.<sup>22</sup> Con este nivel de reservas, México ocupa el segundo lugar en América Latina, detrás de Venezuela.

La producción de petróleo de México en el 2003 ascendió a 3,8 MMBD, ocupando el primer lugar en América Latina (en el 2003 la producción de Venezuela fue de 2,98 MMBD). El consumo de México fue de 1,9 MMBD, con lo que obtuvo un saldo exportable de 1,9 MMBD, de los cuales el 90,0% tuvo como destino el mercado de EE.UU.

En el 2002, el saldo positivo de la balanza comercial de hidrocarburos y sus derivados fue de 11.102 millones de dólares, 30,6% superior al del 2001, debido principalmente al incremento en el precio del petróleo crudo en el mercado internacional. Las exportaciones alcanzaron 14.408 millones de dólares, mientras que las importaciones ascendieron a 3.306 millones de dólares.

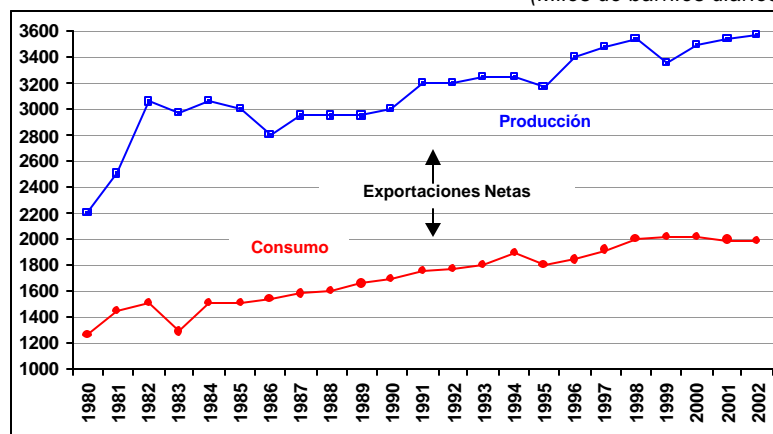
Las reservas probadas de gas natural de México alcanzan los 14,7 bpc, las mismas que también han sido revisadas a la baja para cumplir con la metodología del SEC. La producción de gas seco en

---

<sup>22</sup> En 1998, las reservas de petróleo de PEMEX ascendieron a 47.800 MMB, descendiendo a 26.900 MMB en el 2001 y a 12.600 MMB a principios del 2003. La metodología de la SEC requiere que la denominación de reservas probadas tenga un compromiso de exploración en el corto plazo. PEMEX se ha adaptado a esta metodología debido que sus ventas de bonos en dólares requieren que la empresa reporte a la SEC sus Estados Financieros (EIA, 2003/2004).

México en el 2003 fue de 3,5 mmpcd, mientras que la demanda fue de 4,4 mmpcd. El saldo se importó de EE.UU.

**Gráfico 6**  
**PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE PETRÓLEO EN MÉXICO: 1980-2002**  
(Miles de barriles diarios)



**Fuente:** Energy Information Administration (EIA) (2004).

**Nota:** La información del 2001 y 2002 son estimadas.

El tratamiento fiscal de la petrolera estatal es distinto a la que se otorga a otras empresas estatales en países de la región, pues la empresa goza de menor independencia, al ser considerada el máximo pilar de las finanzas públicas. El gobierno mexicano recibe de PEMEX cerca del 33,0% de los ingresos fiscales y se estima que 60,0% de las utilidades de la empresa se entregan al gobierno federal. Esto ha dejado a PEMEX con poco margen de maniobra para emprender las inversiones necesarias para su desarrollo.

## A. Cambios en la legislación mexicana sobre gas natural

El Art. 27 de la Constitución de 1917 establece el monopolio de PEMEX en los rubros de exploración, explotación, refinación, almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de petróleo crudo y sus derivados. Esta disposición constitucional no se ha modificado.

Pero sí se han producido cambios importantes en lo que se refiere al gas natural, en lo que se refiere a la participación de empresas privadas en el transporte y la distribución, así como en la explotación de gas natural. Para el transporte y la comercialización hubo modificaciones constitucionales y legales de gran importancia. Para el caso de la explotación de gas natural, la participación de la empresa privada es muy reciente (2003) y se ha realizado al amparo de la legislación vigente.

A continuación se analizan los cambios legales producidos en ambos sectores y la participación de la inversión extranjera.

### 1. Modificaciones en la legislación de gas natural para transporte y distribución

En mayo de 1995 el Congreso mexicano aprobó la Ley Reglamentaria del Art. 27 Constitucional, el mismo que permite que el transporte, almacenamiento y distribución de gas natural



puedan ser llevados a cabo —previa aprobación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE)— por los sectores social y privado, que podrán construir, operar y ser propietarios de ductos, instalaciones y equipos, en los términos de las disposiciones reglamentarias, técnicas y de regulación que se expidan.

Esta reforma tiene su origen en la iniciativa del Gobierno de México de impulsar el consumo interno de gas natural que actualmente sólo cubre el 4,0% del consumo de energía residencial y que no ha penetrado todavía en el transporte y la distribución.

La reforma no abarca la explotación y producción de gas natural, lo que seguirá siendo de exclusiva responsabilidad de PEMEX. Sin embargo, las empresas privadas podrán construir y poseer nuevos gasoductos como complemento de la red troncal de 12 mil km de PEMEX. Las empresas privadas tendrán libre acceso a la red de ductos de PEMEX, así como la empresa estatal lo tendrá a los ductos de las empresas privadas.

Esta medida fue complementada con la asignación de nuevas funciones y atribuciones a la Comisión Reguladora de Energía y con la expedición del Reglamento de Gas Natural, en noviembre de 1995. Así, quedó establecida la libre importación y exportación, posibilitando, en principio, la competencia en un mercado con productor único (PEMEX).

## **2. Inversiones privadas en las plantas de regasificación de gas natural**

En el 2002-2003, ha habido nuevas modificaciones en el Reglamento del Gas Natural, debido a que la reforma de 1995 no contemplaba los proyectos de regasificación del GNL. Afirma la Comisión Reguladora de Energía (CRE) que estos proyectos son importantes porque aumentarán y diversificarán las fuentes de suministro de gas natural, permitirán su mayor uso para las plantas de generación eléctrica de ciclo combinado, coadyuvarán al desarrollo regional y generarán estabilidad en los precios.

Por tanto, la CRE ha procedido a modificar el Reglamento de Gas Natural en los aspectos pertinentes, relacionados con Seguridad (se utilizarán tanques tipo *full containment*), Acceso Abierto (sobre la Capacidad no contratada) y Tarifas de almacenamiento y regasificación, las mismas que están basadas en el costo de proveer el servicio.

## **3. Inversiones privadas en los contratos de servicios múltiples para la explotación de gas natural**

PEMEX ha creado la modalidad de Contratos de Servicios Múltiples (CSM). Estos CSM que permiten la participación privada en la explotación de gas natural bajo la modalidad de contratos de servicios. En este caso, según PEMEX, no ha sido necesario modificar ningún dispositivo constitucional ni legal porque los CSM se adecuan a la legislación vigente. Cabe señalar que los partidos de oposición se han manifestado contrarios a los CSM.

## **B. Problemática de Petróleos Mexicanos (PEMEX)**

El principal problema que enfrenta PEMEX es su dependencia total del Presupuesto Federal. PEMEX, a diferencia de cualquier empresa privada ó de otras empresas estatales de la región, no tiene autonomía económica ni financiera. El presupuesto de PEMEX para gastos de operación e inversión es presentado por el Ejecutivo Federal al Congreso para su aprobación, como parte del

Presupuesto de Egresos de la República.<sup>23</sup> Ello explica que en la determinación del monto, estructura y objetivos de la inversión de PEMEX primen consideraciones macroeconómicas que privilegian otros rubros del gasto público, en demérito de prioridades de inversión propias de una empresa petrolera.

A pesar de los ingentes ingresos de PEMEX, la industria petrolera mexicana atraviesa una grave crisis, producto de que sus grandes contribuciones al erario nacional disminuyen su capacidad para invertir con recursos propios generados por la empresa. Por eso, en los últimos años, PEMEX ha recurrido cada vez más al endeudamiento, lo que ha hecho crecer de manera exponencial su deuda externa. Así, los pasivos de largo plazo (deuda) de la empresa han pasado de 21 mil millones de dólares en 1998 a 50 mil millones de dólares en el 2002. En esos años su patrimonio disminuyó de 18.300 a 10.300 millones de dólares (PEMEX, 2002).

Por este motivo, si bien PEMEX ha llevado a cabo importantes inversiones en el sector, éstas no han sido suficientes (ver más adelante). Según PEMEX, se necesita invertir 33 mil millones de dólares en los próximos 5 años para llevar a cabo, con carácter de urgencia, las inversiones que permitan incrementar las reservas y la producción de petróleo, la modernización y expansión de las refinerías, el desarrollo de la producción de gas natural y la construcción de una red de gasoductos. De no realizarse las inversiones, se estima que en el 2006, la producción de crudo y de gas natural podría caer en 33,0%. Por el lado de las exportaciones, en el mismo año éstas serían equivalentes al 20,0% de las del año 2000, en tanto que las importaciones tenderían a duplicarse.<sup>24</sup>

Una condición necesaria para que PEMEX logre su objetivo de incremento de las inversiones es la disminución de su carga fiscal, la cual es considerada como excesiva. Como ya se dijo, los Ingresos Fiscales del Presupuesto de México dependen en un 33,0% de los ingresos directos e indirectos provenientes de la actividad petrolera. La segunda condición necesaria es que PEMEX tenga autonomía presupuestal de manera que pueda planificar adecuadamente sus programas de inversión.

Sin embargo, lograr un nuevo régimen tributario para PEMEX no es simple. La incidencia de los ingresos petroleros en la recaudación fiscal de México implica, en la práctica, que cualquier modificación a favor de PEMEX lleva a la puesta en marcha de una reforma fiscal integral. Desde hace varios años se viene discutiendo en el Congreso mexicano una propuesta de reforma fiscal sin que, hasta la fecha de redacción de este informe (marzo del 2004), se haya aprobado una nueva legislación al respecto.

## **1. Las inversiones de PEMEX**

En la década de 1990 las inversiones de PEMEX aumentaron en 183,0%, pasando de 3 mil millones de dólares en 1991 a 10.700 millones de dólares en el 2003. El mayor incremento en las inversiones se llevó a cabo en las áreas de E&P, las mismas que se triplicaron en el período, pasando de 1.700 millones de dólares en 1991 a 9.200 millones de dólares en el año 2003. Vale la pena resaltar que más del 60,0% de las inversiones realizadas por PEMEX de 1997 a la fecha han sido financiadas con el mecanismo Proyectos de Infraestructura Productiva con Impacto Diferido en el Registro del Gasto (PIDIREGAS) (ver más adelante).

---

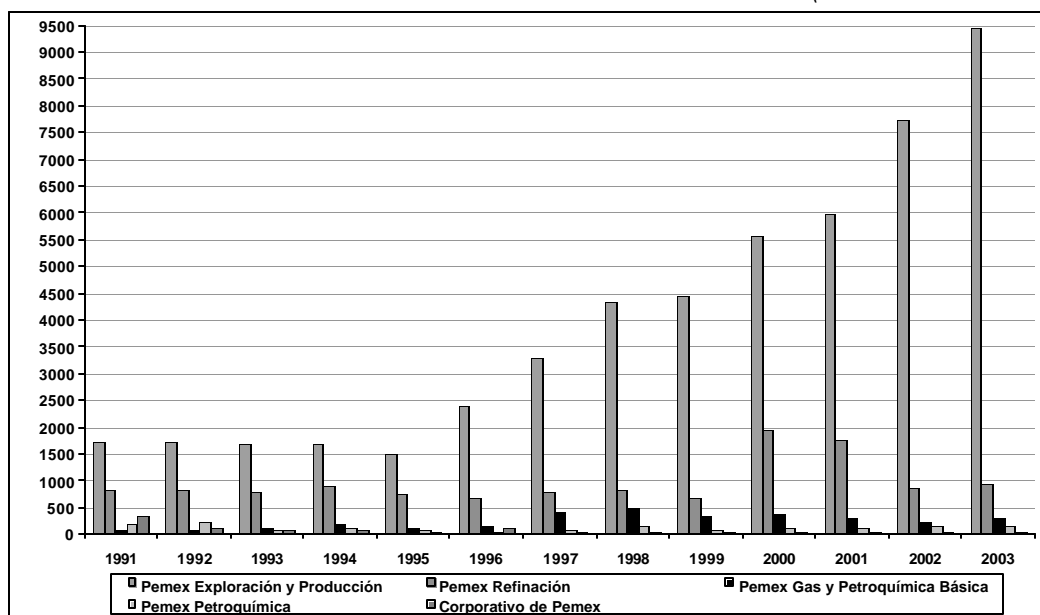
<sup>23</sup> Cada año, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, aprueba el presupuesto anual de PEMEX, así como su programa anual de financiamiento. El Gobierno Mexicano incorpora el presupuesto anual y el programa anual de financiamiento de PEMEX a su presupuesto anual, el cual debe ser aprobado por el Congreso de la Unión cada año (PEMEX, 2002).

<sup>24</sup> Extractos del discurso del Director General de PEMEX ante la Comisión de Energía de la Cámara de Senadores (5/12/2001). También se afirma: "Se podría pasar de una balanza comercial favorable de más de 11 mil millones de dólares en el 2000 a otra desfavorable que superaría los 500 millones de dólares sólo 6 años después".

La inversión en el sector refinerías se mantuvo en niveles cercanos a los 860 millones de dólares anuales promedio en el período señalado y estuvo orientada a obtener una mejor calidad de gasolina (gasolina sin plomo), a la optimización del Sistema Nacional de Refinación y la construcción de nuevas refinerías, entre ellas la Refinería de Cadereyta.

En el 2003, se genera un fuerte aumento de las inversiones totales, que alcanzan los 10.700 millones de dólares, representando un aumento de 20,9%, respecto al 2002. El mayor incremento porcentual por empresa se da por parte de PEMEX, Gas y Petroquímica Básica con 51,9%, seguido de PEMEX, E&P con 20,9%, aunque en términos absolutos es este último el que aumenta su inversión considerablemente en 1.717,5 millones de dólares (empresa que contiene el 86,8% de la inversión total), las otras cuatro empresas aumentan apenas en 100 millones de dólares o menos y llega a reducirse ligeramente sólo en el caso de corporativo de PEMEX.

**Gráfico 7**  
**GASTO DE INVERSIÓN POR EMPRESA**  
(En millones de dólares)



Fuente: Petróleos Mexicanos (PEMEX).

Del total de inversión ejecutada en el 2003, la de tipo presupuestada representó el 31,7%, en tanto que la inversión en PIRIDEGAS de largo plazo fue del 68,3%. PEMEX refleja un fortalecimiento en la capacidad de su inversión, constituyendo el primer tipo de proyecto (inversión presupuestada), y el segundo de PIRIDEGAS del 102,0% y 90,0% de su monto inicial aprobado, respectivamente. Ello gracias a las acciones desarrolladas por el área de ingeniería y construcción para establecer una mayor coordinación entre las compañías contratistas y Petróleos Mexicanos.

## 2. Nuevos mecanismos financieros para la inversión de PEMEX

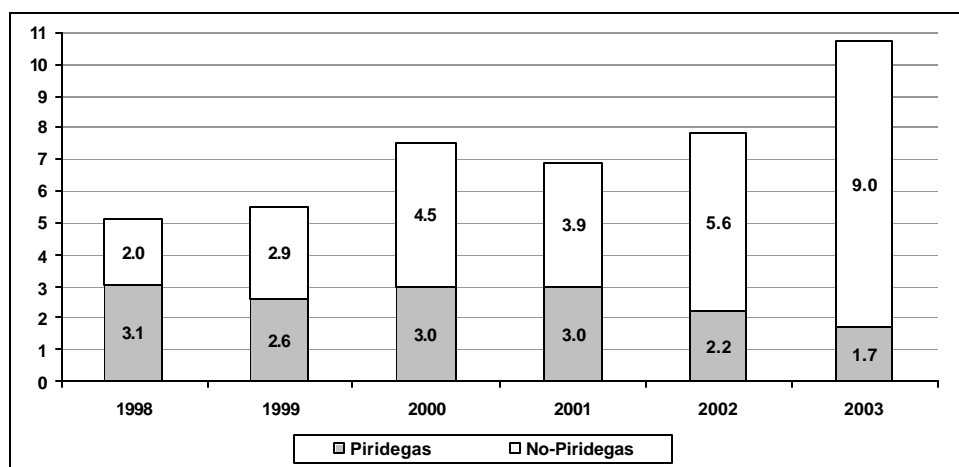
A pesar de ello, desde hace algún tiempo, el gobierno mexicano y la administración de PEMEX han venido empleando mecanismos de financiamiento que han permitido aliviar en algo las restricciones financieras de PEMEX:

a) *Proyectos de Infraestructura Productiva con Impacto Diferido en el Registro del Gasto (PIDIREGAS)*

Desde 1996 se ha venido empleando el mecanismo de PIDIREGAS, que permite el acceso al capital externo para la realización de inversiones encaminadas a las inversiones en desarrollo de la producción y a la ampliación de la refinación e inversiones en gas natural.<sup>25</sup>

La importancia de este mecanismo radica en su carácter extra-presupuestal, lo que permite que estas inversiones tengan una mayor flexibilidad que aquellas que figuran explícitamente en el Presupuesto de PEMEX aprobado por el Congreso.<sup>26</sup> Este mecanismo ha financiado en los últimos años más del 50,0% de las inversiones totales de PEMEX. En el presupuesto del año 2003, el 84,0% de la inversión total de PEMEX de 10.700 millones de dólares fue financiado por el PIDIREGAS.<sup>27</sup>

**Gráfico 8**  
**INVERSIÓN EN CAPITAL HISTÓRICA Y PROGRAMADA, POR TIPO DE PROYECTO**  
(En miles de millones de dólares)



**Fuente:** Petróleos Mexicanos (PEMEX).

**Nota:** Piridegas: proyectos de infraestructura productiva de largo plazo. No-Piridegas: inversiones presupuestarias.

b) *Emisión de bonos*

Desde 1990, PEMEX emite bonos en el mercado internacional con el propósito de captar recursos para las inversiones en la operación y ampliación de sus capacidades productivas. Sin embargo, este mecanismo de emisión de bonos sí forma parte del presupuesto de PEMEX, que debe

<sup>25</sup> El mecanismo PIDIREGAS opera de la siguiente manera: Los proyectos estratégicos de largo alcance que reúnen ciertos requisitos preestablecidos de redituabilidad y generación de recursos son licitados internacionalmente con la modalidad "llave en mano", incluyendo en el costo el financiamiento requerido durante la etapa de la construcción. A la recepción satisfactoria de las instalaciones se cubre al proveedor el precio acordado, con recursos que a su vez PEMEX contrata en los mercados financieros internacionales con la garantía específica de las instalaciones recibidas a satisfacción (CEPAL, 1999).

<sup>26</sup> El atributo de financiamiento extrapresupuestal emana de que en sus pasivos, PEMEX sólo registra los tramos aún no utilizados del crédito y los vencimientos que deban cubrirse en el período en curso, en tanto que los adeudos correspondientes al crédito utilizado son registrados fuera del presupuesto ordinario como cuentas de orden.

<sup>27</sup> Los proyectos que se financian con PIDIREGAS son: el Megaproyecto Cantarell, la Cuenca de Burgos, la Reconfiguración del Sistema de Refinerías, la Delta del Grijalva y la Planta Criogénica.

ser aprobado anualmente por el Congreso. Además, en los últimos años, se han creado instancias administrativas para la emisión y pago de obligaciones que se puedan suscribir en el exterior: PEMEX Finance<sup>28</sup> y PEMEX Master Trust.<sup>29</sup>

---

<sup>28</sup> Compañía de responsabilidad limitada propiedad de un fideicomiso y con domicilio en las Islas Caimán, organizada con el propósito de emitir deuda sin garantía hasta por un monto de siete mil millones de dólares, cuyos recursos provenientes de dicha deuda han sido utilizados para comprar cuentas por cobrar, presentes y futuras, generadas de la venta de petróleo crudo tipo Maya producido y exportado por PEMEX (PEMEX Finance, s/fecha).

<sup>29</sup> Fideicomiso establecido en Delaware por PEMEX, siendo esta última el único beneficiario. Toda la deuda emitida por PEMEX Master Trust goza de la garantía incondicional e irrevocable de PEMEX y de sus entidades subsidiarias (PEMEX Master Trust, s/fecha).

## C. La inversión extranjera en el *downstream* de gas natural

En esta sección se analiza la inversión extranjera que se realiza en gas natural, como producto de los cambios en las modificaciones legales, analizados al inicio de este caso de estudio. Como ya se ha dicho, la motivación de esta reforma está dada por el hecho de que México desea desarrollar un mercado interno del gas, extendiendo el consumo a los hogares y al transporte.

El mayor obstáculo para el desarrollo del mercado del gas natural en México ha sido la falta de inversiones en gasoductos de larga distancia para el transporte del gas cuya producción está ubicada en la Península del Yucatán en el sur, mientras que el grueso de la demanda se origina en el norte. Para subsanar esta situación, PEMEX tiene planeado el desarrollo del campo de gas natural de Burgos, en el noreste del país.

Para la CRE, que es el ente encargado de regular el mercado de gas natural, la demanda de gas natural crecería a una tasa anual promedio de 6,8% entre 2003 y 2012. Se espera que la producción de gas natural se incremente a una tasa anual promedio de 4,2% entre 2003 y 2012. Por lo tanto, hay una brecha entre oferta y demanda que debe cubrirse. Según la CRE, esto se está logrando en parte con los permisos de transporte de acceso abierto, así como con los permisos de distribución de gas natural en varias ciudades del país. Los retos del futuro consisten lograr una mayor producción de gas natural en la cuenca de Burgos y en incrementar las importaciones vía ductos y barcos (proyectos de GNL). A continuación se analiza el aporte de la IED en esos cuatro sectores:

### 1. Permisos de distribución de gas natural

Entre septiembre de 1996 y julio de 2000, la CRE asignó, por licitación, 21 permisos para la distribución de gas natural en varias regiones del país.<sup>30</sup> En su conjunto, estos permisos comprometieron inversiones totales por 989 millones de dólares. Están involucradas importantes ciudades como México DF, Guadalajara, Monterrey y Ciudad Juárez.

**Cuadro 30**  
**MÉXICO: GAS NATURAL; PERMISOS DE DISTRIBUCIÓN POR ACCIONISTA PRINCIPAL DE LAS EMPRESAS PERMISIONARIAS**

Accionista principal	País de origen	Permisos	Meta de Cobertura		Longitud		Inversión comprometida	
			Usuarios	%	Km	%	MMUS\$	%
Gas Natural SDG <sup>a</sup>	España	7	1 236 739	53	12 982	46	437	44,1
Gaz de France	Francia	3	479 341	20	5 297	19	258	26,1
Tractebel	Bélgica	3	258 897	11	3 390	12	145	14,7
Sempra Energy	EE.UU.	3	126 883	5	2 663	9	100	10,1
KN Energy	EE.UU.	1	26 250	1	505	2	21	2,2
Gas Natural de Juarez	México	1	129 045	6	1 828	7	13	1,3
TXU Energy	EE.UU.	1	50 079	2	921	3	11	1,1
Grupo Diavaz	México	1	6 684	0	120	0	3	0,3
Cía. Nacional de Gas	México	1	25 608	1	336	1	1	0,1
<b>Total</b>		<b>21</b>	<b>2 339 526</b>	<b>100</b>	<b>28 042</b>	<b>100</b>	<b>989</b>	<b>100</b>
	Extranjeras	18	2 178 189	93	25 758	92	973	98,3
	Mexicanas	3	161 337	7	2 284	8	16	1,7

<sup>30</sup> No ha habido más permisos otorgados desde esa fecha.

**Fuente:** Elaboración del autor, sobre la base de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) (2004).

<sup>a</sup> Controlada por REPSOL.

Asimismo, estos permisos implican la construcción de 28.042 km de ductos, y una meta de cobertura de 2.339.526 usuarios. De estos permisos, 18 han sido adquiridos por empresas controladas por compañías extranjeras, los que concentran el 93,0% de la meta total de cobertura de usuarios, el 92% de la longitud total de los proyectos, y el 98,0% de las inversiones comprometidas.

Entre ellos, destaca Gas Natural México, filial 100% de Gas Natural SDG (España) controlada por REPSOL,<sup>31</sup> con el 53,0% de la meta de cobertura, el 46,0% de la longitud, y el 44,0% de las inversiones comprometidas (véase cuadro 30). Las siguen 2 empresas europeas: Gaz de France (Francia) y Tractebel (Bélgica), así como tres empresas de EEUU.

## 2. Permisos de transporte de acceso abierto

Al 2003, se han otorgado 15 permisos de transporte de acceso abierto que comprometen inversiones por más de 1.385 millones de dólares para construir casi 11 mil km de gasoductos. PEMEX, a través de su filial PEMEX-Gas y Petroquímica Básica,<sup>32</sup> está entre los permisionarios y concentra cerca del 33,0% de las inversiones totales comprometidas y cerca del 83,0% de la longitud total comprometida en los 15 permisos. El resto corresponde a empresas extranjeras. Entre éstas se destaca TransCanadá (aguas afuera de la Península del Yucatán), con 276,9 millones de dólares.

**Cuadro 31**

### MÉXICO: GAS NATURAL – PERMISOS DE TRANSPORTE DE ACCESO ABIERTO

(En kilómetros y millones de dólares)

Empresa permisionaria	Accionista principal y país de origen	Longitud	Inversión
Midcon de México	KN Energy (EEUU)	155	45,0
Energía Mayakan	TransCanada PipeLines (Canadá)	710	276,9
TransCanada del Bajío	TransCanada PipeLines (Canadá)	203	56,5
Pemex-Gas y Petroquímica Básica (PGB)	PGPB (México)	339	22,1
Pemex-Gas y Petroquímica Básica (PGB)	PGPB (México)	8 704	436,5
Tulsa Gas Technologies (TGT) de México	Techint (Argentina)	200	53,5
Gasoductos de Tamaulipas	El Paso (50% EE.UU.) PGPB (50% México)	114	238,7
Otros		440	256,0
<b>Total</b>		<b>10 865</b>	<b>1 385,2</b>

**Fuente:** Comisión Reguladora de Energía (CRE), 2003.

La CRE también ha otorgado 69 permisos de transporte de uso propio, los que comprometen inversiones por 191 millones de dólares y la construcción de 672 km de ductos.

<sup>31</sup> REPSOL tiene el 47% de las acciones seguida por Caixa Holding S.A. con el 26,1%.

<sup>32</sup> Tiene dos permisos en donde es la única operadora. El más importante corresponde a la construcción del Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) de 8.704 km de longitud con 436,5 millones de dólares de inversiones comprometidas. Está también asociada con El Paso Natural Gas (EE.UU.) en un proyecto.

### 3. La participación de la inversión privada en las actividades de producción de gas natural

Para llevar a cabo la ampliación de la inversión en la explotación de gas natural en la Cuenca de Burgos,<sup>33</sup> PEMEX ha desarrollado la forma contractual denominada Contratos de Servicios Múltiples (CSM). En los CSM, las empresas privadas, nacionales y extranjeras, pueden desarrollar diversos servicios entre los que se encuentran: estudios sísmicos, perforación y desarrollo de pozos, construcción de gasoductos y mantenimiento.

Según PEMEX, estos contratos son necesarios pues PEMEX no cuenta con los recursos suficientes para atender el creciente aumento de la demanda de gas natural en México, la cual se estima que se elevará en 60,0% en los próximos años.<sup>34</sup>

Según PEMEX, este mecanismo es jurídicamente viable y no se necesita modificar la Constitución para que empresas privadas construyan y financien las obras y provean servicios de mantenimiento para elevar la producción de gas. Los CSM garantizan que todos los activos fijos construidos por las empresas privadas son de propiedad de PEMEX.

Por ello, afirma PEMEX (2003):

“los CSM no requieren modificación algunas de las leyes vigentes, pues han sido con estricto apego al marco legal actual, que incluye las siguientes leyes: Ley Reglamentaria del Art. 27 Constitucional; Ley General de Deuda Pública, Ley de Ingresos 2003 y Decreto de Presupuesto de Egresos Fiscales (PEF) 2003; Art. 134 Constitucional y Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las mismas”.

Los CSM han recibido múltiples críticas de parlamentarios de la oposición, que afirman que, según la Constitución, sólo PEMEX puede realizar actividades de explotación de gas natural, por lo que no pueden otorgarse esas facultades a empresas privadas.

Hasta marzo del 2004, se han adjudicado cinco CSM a diversas empresas extranjeras, entre las cuales REPSOL (España), Teikoku (Japón), PETROBRAS y Lewis Energy (EE.UU.). Las inversiones comprometidas a largo plazo ascienden a 4.343 millones de dólares. PEMEX estima que la producción aumentará en 440 mmpcd y se generarán ahorros por 750 millones de dólares.

**Cuadro 32**  
**PEMEX: ADJUDICACIÓN DE CONTRATOS DE SERVICIOS MÚLTIPLES**  
(En millones de pesos y años)

Bloque	Empresa	Inversión	Plazo
Reynosa Monterrey	REPSOL (España)	2 437	20
Cuervito	Petrobras/Teikoku (Japón) DS Petroleum (México)	261	15
Misión	Techint (Argentina) Industrial de Campeche (México)	1 036	20
Fronterizo	Petrobras (Brasil) DS Petroleum (México)	265	15
Olmos	Lewis Energy Group (EE.UU.)	344	15

<sup>33</sup> La cuenca de Burgos se extiende sobre un área de 12.500 km<sup>2</sup> en el nordeste del país, entre los estados de Coahuila, Tamaulipas y Nuevo León. Cuenta con reservas potenciales por 4,5 millones de pies cúbicos y sus condiciones geológicas son similares a los yacimientos de gas en el sur de Texas, en colindancia con la República Mexicana.

<sup>34</sup> La demanda de gas seco pasará de 3,9 mmpcd en el 2002 a 6,7 mmpcd en el 2006 (PEMEX, 2002).



Corindón-Pandura	Desierto (postergado junio 2004)		
Ricos	Desierto (postergado junio 2004)		
<b>Total</b>		<b>4 343</b>	

Fuente: Petróleos Mexicanos (PEMEX).

#### 4. Las inversiones en gas natural líquido (GNL)

Durante el 2003, la CRE otorgó cuatro permisos para la construcción, operación y mantenimiento de plantas de almacenamiento de GNL en México:

- Marathon (Baja California, Tijuana)
- Semptra (Baja California, Ensenada)
- Shell (Baja California, Ensenada)
- Shell (Golfo de México, Altamira)

Se estima que los proyectos empezarán operaciones durante 2006 y 2007. Estos proyectos son motivo de una fuerte oposición por parte de ambientalistas, así como por las autoridades locales. Hay una solicitud adicional de Chevron/Texaco (diciembre del 2003), para desarrollar una planta de regasificación en las Islas Coronado. Se afirma que, de esa manera, el permiso se podría otorgar pues está bajo la jurisdicción federal.

**Cuadro 33**  
**COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA (CRE):**  
**PROYECTOS DE GAS NATURAL LÍQUIDO (GNL)**  
*(En volúmenes e inversiones)*

Baja California	MMPCD	Inversión
GNBC (Marathon)	0,7 a 1,0	350 a 700
ECA (Semptra)	1,0 a 1,3	350 a 700
Shell	1,0 a 1,3	350 a 700
Chevron Texaco (Islas Coronado) <sup>a</sup>	0,7 a 1,4	350 a 700
Golfo de México		350 a 700
Altamira (Shell)	0,7 a 1,1	350 a 700
<b>Total</b>	<b>4,1 a 6,1</b>	<b>1 750 a 3 500</b>

Fuente: Comisión Reguladora de Energía (CRE), Dr. Raúl Monteforte, Desarrollo del Gas Natural en México: Perspectiva regulatoria, noviembre 2003.

<sup>a</sup> En proceso de licitación a marzo del 2004.

#### D. Estrategia de Petróleos Mexicanos (PEMEX)

El objetivo fundamental de PEMEX en los mercados externos consiste en asegurar la colocación de sus exportaciones de crudo, ya que PEMEX no ha desarrollado una capacidad de

refinación que le permita exportar derivados del petróleo.<sup>35</sup> PEMEX ha desarrollado dos modalidades para la consecución de este objetivo:

(i) *Alianza estratégica con Shell*

La primera es una alianza estratégica con Shell Oil Company, mediante la cual, en 1993 adquirió el 50,0% de las acciones de la refinería Deer Park Refining Limited Partnership (DPRLP), a través de su subsidiaria Project Management Institute (PMI) Norteamérica S.A. de C.V. En marzo del 2001 se completaron inversiones por mil millones de dólares para ampliar la capacidad de la refinería hasta 340 mil barriles diarios. El 70,0% del crudo proviene de PEMEX (crudos Maya y Olmeca), mientras que el 30,0% restante proviene de los estados de Texas y Louisiana.

---

<sup>35</sup> Alrededor del 92 % de las exportaciones de hidrocarburos están constituidas por petróleo crudo, una pequeña proporción por gas y el resto por refinados del petróleo, azufre y productos petroquímicos (CEPAL, 2000).

(ii) *Contratos de compraventa a largo plazo del crudo de PEMEX*

De otro lado, PEMEX, a través de sus subsidiarias PMI Comercio Internacional, S.A. de C.V. y PMI Norteamérica, S.A. de C.V. ha firmado diversos contratos de compraventa de crudo Maya a largo plazo con diversos refinadores de Estados Unidos. Estos contratos obligan a los compradores a construir unidades de alta conversión (coquizadoras) que les permitan optimizar los rendimientos del proceso de refinación del crudo Maya. PMI, por su parte, principalmente se obliga a suministrar el crudo Maya una vez que las nuevas inversiones hayan sido concluidas, estimándose que la mayoría de contratos estarán en pleno funcionamiento en el 2002 y 2003.

Se han firmado contratos con Clark Refining and Marketing por 158 mil barriles diarios; con Coastal Aruba Refining Company N.V., por 100 mil barriles diarios; con Exxon Company U.S.A., para suministrar 65 mil barriles diarios; con Pecten Trading, para suministrar a la refinería de la coinversión en Deer Park aproximadamente 50 mil barriles diarios y con Marathon Ashland Petroleum LLC, para suministrar 90 mil barriles diarios; y con la empresa Valero Energy Corporation por un total de 170 mil barriles diarios.

(iii) *La participación en REPSOL*

A través de PMI Holding, PEMEX posee actualmente el 4,81% de las acciones de la empresa española REPSOL YPF S.A., con una inversión de 166 millones de dólares, manteniendo los derechos corporativos y patrimoniales que le otorgan dichas acciones. Esto ha servido además, para consolidar la alianza estratégica con la empresa petrolera más importante de España, que a su vez es el comprador más importante de crudo de PEMEX.

PEMEX viene efectuando estrategias de monetización de sus acciones en REPSOL, a través de diversos instrumentos financieros, con el consiguiente objetivo de mantener sus derechos como accionista. En enero del 2004 formaliza una operación estratégica de gran ventaja, mediante un vehículo extranjero no afiliado, emite un bono a siete años, cuyo monto es de mil 373 millones 738 mil dólares e intereses de 4,5%, pagaderos mediante cupos semestrales, y garantizados por PEMEX, dicho bono podrá canjearse por las acciones de REPSOL, teniendo PEMEX la opción de devolver el equivalente en efectivo, cabe destacar que en el período de duración del bono, PEMEX mantiene todos sus derechos como accionista en REPSOL.



## VIII. Análisis de Perú

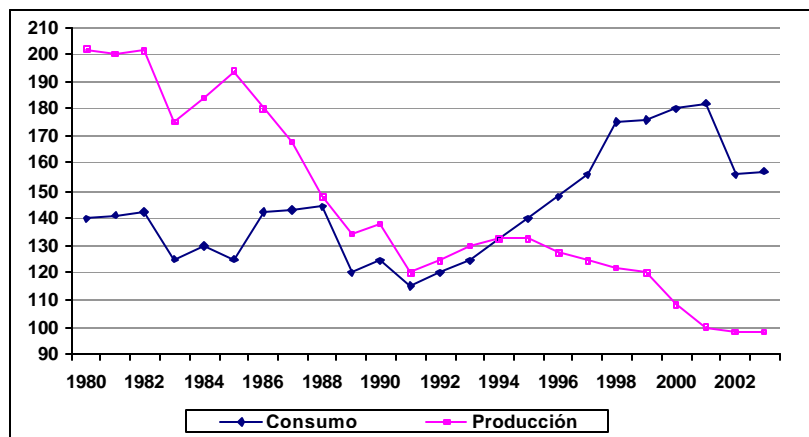
---

Las reservas de petróleo de Perú ascendieron a 350 MMB a diciembre del 2003 (sin incluir las reservas de Camisea), situándose en séptimo lugar en la región. La producción de petróleo viene decayendo desde fines de los años ochenta y en el 2003 sólo alcanzó 92 MBD, cantidad insuficiente para atender la demanda interna de 151 MBD. Así, Perú es un país importador neto de petróleo y su balanza comercial petrolera fue deficitaria en 900 millones de dólares en el 2003.

Esta situación se va revertir con la entrada en producción del Gas de Camisea, prevista para agosto de 2004. Este yacimiento posee reservas de gas natural probadas equivalentes a 8,7 bpc y 600 MMB en líquidos (lo que equivale a reservas de petróleo). El uso del gas natural en centrales térmicas, en la industria, transporte y consumo doméstico generará un efecto sustitución que permitirá reducir el déficit de la balanza comercial petrolera, lo que se reforzará con la producción y exportación de líquidos (principalmente GLP). Existen, además, planes de exportación de Gas Natural Líquido, que están aún en sus fases iniciales.

Las reservas de gas natural en el Perú (sin contar Camisea) eran de 0,7 bpc a diciembre del 2003. En ese año, la producción de gas natural ascendió a 170 mmpcd, de pequeños campos del norte del país y la selva central, de los cuales 66 mmpcd (el 40,0%) corresponde al consumo nacional, mientras que el resto es reinyectado y/o venteado.

Gráfico 9  
**PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE PETRÓLEO EN PERÚ: 1980-2002**  
 (Miles de barriles diarios)



Fuente: Energy Information Administration (EIA) (2004).

## A. Las reformas legales en el sector hidrocarburos

### 1. Modificaciones legales en el período 1990-2000

Hasta 1990, la empresa estatal PETROPERU tenía el monopolio en las actividades de refinación, transporte, petroquímica básica y comercialización mayorista de derivados del petróleo en el mercado interno. No sucedía lo mismo con las actividades de exploración y explotación de petróleo, en las cuales las inversiones de empresas extranjeras tenían un rol predominante.<sup>36</sup>

El gobierno emprendió una reforma institucional del sector petrolero desde 1991, la misma que culminó en 1993 con la promulgación de una nueva Ley de Hidrocarburos (Ley N° 26221). Esta ley produjo modificaciones, tanto en la fase de E&P (*upstream*), como en la refinación, transporte, distribución y comercialización de petróleo y gas natural. En general, las modificaciones legales se orientaron a otorgar incentivos a la inversión extranjera.

Se modificó, también, la modalidad de fijación de los precios internos de los derivados del petróleo, fijándose ahora de acuerdo a los precios internacionales. En lo que concierne a PETROPERU, el gobierno decidió la privatización de la empresa, lo cual será analizado en detalle más adelante.

### 2. Modificaciones legales a partir del año 2000

La Ley N° 27377, Ley de Actualización de Hidrocarburos (diciembre del 2000), flexibilizó las exigencias a los contratistas en la fase de exploración, ampliando el plazo de exploración, entre otras medidas. Además, la ley modificó el Art. 45 de la Ley N° 26221 con el objetivo de incluir el precio en boca de pozo para el gas natural en el mercado interno, debido a que éste no se cotiza al precio internacional (como sí sucede con el petróleo). De otro lado, la Ley N° 27377 reafirma que la regalía es considerada como un gasto.

<sup>36</sup> En 1985, el 62% de la producción de petróleo estaba en manos de dos empresas extranjeras, Occidental y Belco, ambas de Estados Unidos.

En enero del 2002, se volvió a modificar la Ley de Hidrocarburos, promulgándose la Ley N° 27624, que establece que las empresas petroleras que realicen actividades de exploración tendrán derecho a la devolución definitiva del impuesto general a las ventas (IGV) en las operaciones directamente relacionadas con esta actividad. Además, esta disposición se puede incorporar a los contratos de estabilidad tributaria y jurídica.

Más adelante se promulgó el Decreto Supremo (DS) 017-2003, que modifica la metodología de cálculo del Factor "R" y, también, propone dos modalidades de cálculo de regalías que otorgan mayores incentivos a las empresas extranjeras. Con la Ley N° 26221 de 1993 sólo existía una metodología del Factor "R" y la regalía tenía un mínimo de 15,0% y un máximo de 35,0%.

Los cambios del DS 017-2003 DE Energía y Minas (EM) establecen una disminución en el rango de las regalías, que ahora tendrán un mínimo de 5,0% y un máximo de 20,0%. Además, habrá dos metodologías para su cálculo: una ligada al Factor "R", y otra vinculada a los niveles de producción de petróleo de la empresa contratista (véase cuadro 34).

**Cuadro 34**  
**PERÚ: MODIFICACIÓN DE LAS REGALÍAS PETROLERAS**  
(En porcentajes)

Ley 26221 de 1993			DS 017 2003 EM			
Factor "R" De a menos de	Regalía Mínima		Factor "R"	Regalía Mínima	Producción (MBD) De Hasta	Regalía Mínima
0 a 1,0	15		Regalía Fija	5	0 a 5	5
1,0 a 1,5	20		Si "R" es mayor que 1,15	La regalía se aplica en el rango	5 a 100	5 a 20
1,5 a 2,0	25			0<Regalía Variable <20	101 y más	20
2,0 y más	30					

Fuente: Ley N° 26221 y D.S. N° 017-2003-EM.

En noviembre del 2003 se promulga la Ley N° 28019 (Ley para la Promoción de la Inversión en la explotación de recursos y reservas marginales de hidrocarburos a nivel nacional). Esta ley establece que en los campos marginales se determinará una curva de hidrocarburos existentes y una curva de producción nueva. A partir del compromiso del contratista de efectuar un plan de trabajo mínimo, se podrán concertar regalías menores a las originalmente pactadas.

## B. La privatización de Petróleos del Perú S.A. (PETROPERU)

A partir de 1992, el Estado inició el proceso de privatización de PETROPERU, proceso que sólo se ha llevado a cabo en otros dos países de América Latina: Argentina y Bolivia. La privatización se llevó a cabo en dos etapas con propósitos distintos. La primera, durante 1992-1993 consistió en la privatización de actividades que no involucraron la venta de los activos más importantes de la empresa estatal (los lotes productores y las refinerías), abarcando las estaciones de servicio, la empresa distribuidora de gas Compañía Peruana de Gas (SOLGAS), y la flota de transporte marítimo —Petrolera Transoceánica. Esta etapa de la privatización generó ingresos por 81,3 millones de dólares.

La excepción en esta etapa la constituyó el contrato de operaciones por el lote de petróleo en el zócalo continental operado por PETROMAR, filial de PETROPERU. En febrero de 1993, la empresa norteamericana PETROTECH adquirió los activos fijos de PETROMAR por 200 millones de dólares, a través de un *leasing* a 20 años (10 millones de dólares anuales). El compromiso de inversiones, según PERUPETRO S.A., fue de 74 millones de dólares.

La segunda etapa, desarrollada entre el período 1996-1997 consistió en la venta de los activos más importantes. A diferencia del caso argentino, en el cual YPF se vendió como una empresa integrada verticalmente, en el caso peruano se optó por la “privatización fragmentada”, es decir, se dividió la empresa en unidades de negocios, las mismas que fueron vendidas individualmente (Campodónico, 1996).

En 1996 se vendieron, sucesivamente todos los campos productores de petróleo de PETROPERU (Lote 8 en la Selva Norte y Lote X en la Costa Norte), la refinería más importante del país (La Pampilla, 100 MBD) y PETROLUBE, la planta de lubricantes con mayor participación en el mercado nacional. En 1997, se vendieron los terminales de suministro, recepción, almacenamiento y despacho de combustibles situados en la Costa. El ingreso total generado en esta segunda fase 1996-1997 ascendió a 499,6 millones de dólares (véase cuadro 35).

**Cuadro 35**  
**PRIVATIZACIÓN DE PETRÓLEOS DEL PERÚ S.A. (PETROPERU)**  
(En porcentajes y millones de dólares)

Empresas	Fecha	Modalidad	Vendido	Precio de venta	Comprador
<b>1. Primera Fase (1992-1993)</b>					
Estaciones de servicio	Jul-1992	Venta	100	38,8	50 comp.
Solgas (1)	Ago-1992	Venta	84,1	7,3	REPSOL (España)
Petromar (2)	Feb-1993	Cont. Operaciones	0	10,0	Petrotech (EE.UU.)
Petrolera Transoceánica	Nov-1993	Venta	100	25,2	Glenpoint (Perú/Chile)
<b>Sub total</b>				<b>81,3</b>	
<b>2. Segunda Fase (1996-1997)</b>					
Refinería La Pampilla (3)	Jun-1996	Venta	60,0	142,5	REPSOL (España)
Lote 8/8X (4)	Jun-1996	Cont. Licencia	0	127,2	Pluspetrol (Argentina)
Lote X/XI	Jun-1996	Cont. Licencia	0	202,2	Pérez Companc (Argentina)
Petrolube (Lubricantes)	Ago-1996	Venta	98,4	18,9	Mobil Oil del Perú (Perú)
Terminales del centro (5)	Dic-1997	Cont. Operaciones	0	3,0	Serlipa (Perú)
Terminales del norte (6)	Dic-1997	Cont. Operaciones	0	3,0	Consorcio GMP (Perú)
Terminales del sur (7)	Dic-1997	Cont. Operaciones	0	3,0	Consorcio GMP (Perú)
<b>Sub total</b>				<b>499,6</b>	
<b>Total General</b>				<b>580,9</b>	

Fuente: Comisión de Promoción de la Inversión Privada (COPRI).

<sup>a</sup> El comprador original fue Lipigas S. A. (Chile). Esta empresa vendió sus acciones a REPSOL en 1996 por 58 millones de dólares.

<sup>b</sup> Petrotech pagará 200 millones de dólares por los activos fijos mediante un *leasing* de 20 años (millones de dólares anuales).

<sup>c</sup> El consorcio consta de: REPSOL (España, 55%), YPF (Argentina 25%), Móbil Perú (EE.UU., 5%), Graña y Montero Petrolera (GMP) (Perú, 5%), The Peru Privatization Fund (Peru, 5%) y Wiese (Perú, 5%).

<sup>d</sup> El consorcio consta de Pluspetrol (Arg, 60%), Corporación Coreana de Petróleo (PEDCO) (Corea, 20%), Daewoo (11.33%) y Yukong (Corea, 8.33%).

<sup>e</sup> Serlipa Corporación S.A. pagará al Estado 0.2784 dólares por barril almacenado.

<sup>f</sup> Graña y Montero Petrolera (GMP) pagará al Estado 0.4739 dólares por barril almacenado.

<sup>g</sup> Graña y Montero Petrolera (GMP) pagará al Estado 0.4567 dólares por barril almacenado.



Los lotes productores fueron comprados por consorcios liderados por empresas argentinas (véase cuadro 35). El Lote 8 fue adquirido por un consorcio liderado por la argentina Pluspetrol (127 millones de dólares en efectivo más 25 millones de dólares en títulos de la deuda externa) y el Lote X/XI, por un consorcio liderado por Pérez Companc (202 millones de dólares).

El 60,0% de las acciones de la refinería La Pampilla fue adquirido por un consorcio liderado por la empresa española REPSOL (142,5 millones de dólares en efectivo y 38 millones de dólares en títulos de la deuda externa). La composición accionaria fue la siguiente: REPSOL-YPF, 50,3%; Mobil del Perú, 6,0%; Peru Privatization and Development Fund, 10,2%; Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE), 31,19% y otros, 2,3%.

Cabe mencionar que el proceso de privatización de PETROPERU fue suspendido por el gobierno debido a numerosos problemas surgidos en el ámbito de la comercialización de derivados del petróleo en el mercado interno (Campodónico, 2000). En caso de que el proceso se reanude, las unidades de negocios todavía bajo la propiedad de PETROPERU son: la Refinería Talara (60 MBD), el Oleoducto Nor-Peruano<sup>37</sup> y los terminales y plantas de abastecimientos de combustibles en el interior del país. Asimismo, PETROPERU era dueño del 31,2% de acciones de la Refinería La Pampilla, las mismas que fueron transferidas al FONAFE en el 2002. En marzo del 2004, estas acciones fueron vendidas en la Bolsa de Valores de Lima por 72 millones de dólares.

## C. La inversión extranjera directa (IED)

### 1. En la exploración de hidrocarburos en el período 1993-2002

Bajo la Ley N° 26221 de 1993 se firmaron 46 contratos de exploración de petróleo con empresas extranjeras. El compromiso de inversiones fue de 1.527 millones de dólares (que no siempre son cumplidos en un 100%). Los contratos fueron suscritos con importantes empresas petroleras, entre ellas muchas *majors* como Shell/Mobil, Chevron, ARCO, Elf/Total, Esso y AGIP.

**Cuadro 36**  
**CONTRATOS DE EXPLORACIÓN: 1993-2002**  
(En millones de dólares)

Empresa	Fecha	Lote	Inversión comprometida
Enterprise Oil/Great Western	18-Feb-93	65-M	55,0
Murphy	21-Sep-94	71	45,0
YPF/Quintana	11-Jan-95	50	65,0
REPSOL/Ampolex	22-Mar-95	Z-29	60,0
Chevron	08-Nov-95	52	75,0
Mobil/Elf/Esso	26-Mar-96	78	68,0
Phillips/AGIP	30-Jan-97	82	46,5
Enterprise Oil	07-Jan-98	32	40,0
Occidental	30-Jan-98	Z-3	49,0
Repsol	30-Jun-98	33	45,0
Repsol Exploration Peru	27-Nov-98	35	37,0

<sup>37</sup> El oleoducto nor-peruano fue terminado en 1977 y transporta el petróleo de la Selva Norte (Lote 8 y Lote 1A-B) hasta la costa. Su capacidad es de 200 MBD, aunque actualmente la capacidad de producción de los citados campos petroleros es de sólo 66 MBD.

Barret Resources (Perú) Corporat.	09-Sep-99	39	24,0
Advantage Resource Selva LLC	25-Feb-00	87	29,0
Repsol Exploration Peru	19-Feb-01	27	45,0
Pérez Companc del Perú (100%)	02-Oct-01	99	35,0
Syntroleum Perú Holding	30-Nov-01	Z-1	26,0
Petrotech Peruana S.A.	20-Mar-02	Z-6	n,d
Burlintong Resources Perú Ltd., sucursal peruana	04-Dec-02	70	n,d
Otros			782,6
<b>Total</b>			<b>1 527,0</b>

**Fuente:** Ministerio de Energía y Minas.

**Nota:** A excepción del ítem "otros", el tipo de contrato en todos los casos es de "licencia".

En el período 1990-2002 se perforaron 60 pozos exploratorios, pero no se encontró petróleo. Los fracasos exploratorios han llevado a una disminución de la inversión extranjera en petróleo y al retiro de algunas empresas.<sup>38</sup> La mayor parte de la inversión ocurrió entre 1996 y 1999.

**Cuadro 37**  
**CONTRATOS SUSCRITOS, POZOS PERFORADOS E INVERSIÓN REALIZADA: 1990-2002**

(En cantidades y millones de dólares)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	Total
Contratos suscritos	4	2	2	1	3	8	8	3	15	1	1	4	2	54
Pozos perforados		1	4	3	4	4	4	10	10	6	5	4	5	60
Inversiones realizadas	19	41	31	20	29	37	104	186.99	228	113	12	31	31	883

**Fuente:** Ministerio de Energía y Minas.

La inversión efectiva en exploración (publicada por el Ministerio de Energía y Minas) también ha venido disminuyendo desde 1998 (228 millones de dólares) hasta caer abruptamente en el 2000 (12 millones de dólares), con una ligera recuperación en el 2001 y 2002 de 31 millones de dólares en cada año. En buena medida, esto se debe a los resultados no exitosos de los pozos exploratorios perforados. La caída en la IED llevó al gobierno a otorgar nuevos incentivos a los inversionistas extranjeros, desde el año 2000, lo cual ya ha sido analizado.

## 2. En la explotación-producción de petróleo y gas natural

Las inversiones en explotación de petróleo en el Perú son pequeñas, en comparación con otros países de América Latina. En la década del noventa, rara vez superaron los 100 millones de dólares anuales. Los años más importantes fueron 1994, 1995 y 1996, debido a las inversiones de la estatal PETROPERU en el Lote 8, justo antes de su privatización en 1996.

**Cuadro 38**  
**PERÚ: INVERSIÓN EXTRANJERA EN EXPLOTACIÓN DE PETRÓLEO 1990-2002**

(En millones de dólares)

Empresa	Lote	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	Total
---------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	-------

<sup>38</sup> Así por ejemplo, la compañía norteamericana Anadarko se retiró del Perú después de tres años de exploraciones en el Lote 84. Pan Energy Exploration en asociación con compañías peruanas, se retiraron del Lote 85 después de perforar. Coastal Peru y Hunt Corporation, ya no siguen operando después de tres años de pruebas fallidas en pozos de producción.

<b>Zona Costa Norte</b>																
Petroperú/Pérez Companc <sup>a</sup>	X				8,7	33,1										226,5
Sapet	VII					9,4	7,5	5,6	4,3	0,6	2,4	5,8	3,1	0,9		61,9
Sapet	VI						0,3	6,7	6,9	2,9	5,4	0,2				
Mercantile	III					0,1	0,1	13,1	6,1	1,8	0,7	0,5	1,3	0,1		23,8
Otros		1,6	0,7	1,6	1,8	2,4	0,5	1,5	5,7	1,4	0,3	1,7	0,5	0,3		19,9
<b>Total Costa</b>		<b>1,6</b>	<b>0,7</b>	<b>1,6</b>	<b>10,6</b>	<b>45,0</b>	<b>8,4</b>	<b>77,6</b>	<b>32,6</b>	<b>40,1</b>	<b>25,7</b>	<b>46,3</b>	<b>29,3</b>	<b>12,8</b>		<b>332,1</b>
<b>Zócalo Norte</b>																
Petrotech	Z-2B				0,2	11,6	26,0	25,6	28,0	13,1	7,2	11,1	20,8	10,6		154,2
<b>Total Zócalo</b>					<b>0,2</b>	<b>11,6</b>	<b>26,0</b>	<b>25,6</b>	<b>28,0</b>	<b>13,1</b>	<b>7,2</b>	<b>11,1</b>	<b>20,8</b>	<b>10,6</b>		<b>154,2</b>
<b>Selva Norte</b>																
Occidental/Pluspetrol <sup>b</sup>	1-AB	3,2	3,1	40,2	13,5	6,4	15,7	46,4	13,8	6,0	2,0	10,9	20,1	23,6		204,9
Petroperú/Pluspetrol <sup>c</sup>	8				9,7	94,0	68,3	20,2	28,5	31,3	8,8	42,4	43,3	17,3		363,7
<b>Total Selva</b>		<b>3,2</b>	<b>3,1</b>	<b>40,2</b>	<b>23,2</b>	<b>100,5</b>	<b>84,0</b>	<b>66,6</b>	<b>42,3</b>	<b>37,3</b>	<b>10,7</b>	<b>53,3</b>	<b>63,4</b>	<b>40,9</b>		<b>568,6</b>
<b>Total general</b>		<b>4,8</b>	<b>3,8</b>	<b>41,8</b>	<b>33,9</b>	<b>157,0</b>	<b>118,4</b>	<b>169,7</b>	<b>102,9</b>	<b>90,5</b>	<b>43,7</b>	<b>110,6</b>	<b>113,5</b>	<b>64,4</b>		<b>1 054,9</b>

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Nota: Se excluye la inversión de Graña y Montero Petrolera (GMP) en la Costa Norte.

<sup>a</sup> El Lote X fue privatizado en 1996 y fue adquirido por Pérez Companc.

<sup>b</sup> Occidental vendió el contrato por el Lote 1AB a Pluspetrol en el 2000.

<sup>c</sup> El Lote 8 fue privatizado en 1996 y fue adquirido por Pluspetrol.

La inversión total en producción de petróleo para el período 1990-2002, ascendió a 1.054 millones de dólares, de los cuales el 53,0% corresponde a los lotes petroleros de la Selva Norte, el 32,0% a la Costa Norte y el 14,0% restante a los lotes costa afuera del zócalo continental. Como ya se ha dicho, en el período inmediatamente anterior a la privatización (1993-1996), PETROPERU realizó inversiones por un total de 285 millones de dólares, de los cuales 192 millones de dólares correspondieron al Lote 8 y 92,6 millones de dólares al Lote X.

En los últimos años, las inversiones en explotación tuvieron un comportamiento ligeramente superior al de años anteriores. Pero este aumento está aún bastante por debajo de los niveles más altos alcanzados a mediados de la década pasada.

Las inversiones en explotación de gas natural han tenido un notable incremento desde la segunda mitad de la década del noventa, reflejando, de un lado, la puesta en marcha del pequeño proyecto de gas de Aguaytía en la Selva Central y, de otro, las inversiones de desarrollo del mega proyecto de explotación del gas de Camisea por el consorcio Shell/Mobil en el período 1996-1998 y, desde el 2001, por el consorcio Camisea, liderado por Pluspetrol.

La empresa norteamericana Maple es la inversionista en Aguaytía, habiendo invertido 222 millones de dólares en el desarrollo de la producción del campo, desde 1996 hasta el 2002.

En el caso del gas de Camisea (el yacimiento más importante del Perú con 12,0 bpc de reservas probadas y probables y 650 MMB equivalentes de petróleo), el consorcio Shell/Mobil invirtió 246 millones de dólares en el período 1996-1998. El consorcio decidió no continuar con la II Fase del contrato debido a diversos problemas. En el año 2000, el gobierno hizo una nueva licitación de Camisea, resultando ganador un consorcio liderado por la argentina Pluspetrol, que ha invertido 340 millones de dólares en el 2001 y el 2002. El proyecto Camisea estará culminado, en su primera etapa, en agosto del 2004.

**Cuadro 39**  
**PERÚ: INVERSIONES EN EXPLOTACIÓN EN GAS NATURAL, 1990-2002**

(En millones de dólares)

Empresa	Lote	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	Total
<b>Zona Selva Central</b>									
Maple	31B/D	1,0	1,6	1,0	0,4	1,1	0,3	0,03	5,3
Aguaytía	31C	58,3	127,8	29,7	0,7	0,6	1,2	-4,0	214,3

<b>Total Selva Central</b>		<b>59,3</b>	<b>129,5</b>	<b>30,7</b>	<b>1,0</b>	<b>1,7</b>	<b>1,5</b>	<b>-4,0</b>	<b>219,6</b>
<b>Zona Selva Sur</b>									
Shell-Camisea	88A/B	22,5	107,9	115,7					246,1
Pluspetrol-Camisea	88						50,3	290,8	341,0
<b>Total Selva Sur</b>		<b>22,5</b>	<b>107,9</b>	<b>115,7</b>			<b>50,3</b>	<b>290,8</b>	<b>587,1</b>
<b>Total Perú</b>		<b>81,8</b>	<b>237,4</b>	<b>146,4</b>	<b>1,0</b>	<b>1,7</b>	<b>51,7</b>	<b>286,8</b>	<b>806,7</b>

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Puede decirse, entonces, que la ejecución del proyecto Camisea significa un punto de inflexión en el desarrollo de la industria de hidrocarburos en el Perú, el mismo que impulsará inversiones adicionales en el *upstream*, en el *downstream* (distribución del gas natural) y otras actividades industriales relacionadas con la industrialización de este hidrocarburo.

Así, por ejemplo, en febrero del 2004, el consorcio REPSOL/Burlington ha firmado un nuevo contrato de exploración de petróleo y gas natural (Lote 57), contiguo al Lote 88, que es donde se encuentran los campos de Camisea. De su lado, el propio consorcio Camisea está

negociando con PERUPETRO un contrato para explorar el Lote 56 (que antes formaba parte del Lote 75), también contiguo a los campos de Camisea. En este lote existen 3,5 bpc de reservas probadas de gas natural, descubiertas por el consorcio Shell/Mobil en 1998.

## D. Balance de la privatización

Las modificaciones a los contratos de exploración establecidos en la Ley N° 26221 de 1993 propiciaron una importante entrada de empresas extranjeras en el sector *upstream*, como se ha visto. Sin embargo, a pesar de los 60 pozos exploratorios perforados, ninguna empresa logró encontrar petróleo. Por ello, el gobierno ha flexibilizado aún más las condiciones contractuales en la etapa de exploración.

La privatización de los lotes productores de PETROPERU, llevada a cabo en 1996, no ha logrado el aumento esperado en la producción de petróleo de los mismos. Por el contrario, los niveles de producción han descendido notablemente. En el caso de Petrotech, la producción ha caído 19 MBD en 1993 a 12,4 MBD en el 2002. En el Lote X/XI, la producción cae de 16,1 MBD a fines de 1996, a 11,2 MBD en el 2002. En el caso del Lote 8, también se experimenta una caída, aunque ésta es menos pronunciada: de 26,32 MBD en 1996 a 24,9 MBD en el 2002.

**Cuadro 40**  
**PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO POR LOTES Y POR EMPRESAS PRIVATIZADAS**  
(En miles de bariles día)

Lotes	Empresas	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Z-2B <sup>a</sup>	PetroMar	19,3									
	Petrotech		19,1	19,4	18,4	17,6	15,8	14,1	13,4	13,1	12,4
8 <sup>b</sup>	PETROPERU	21,3	29,1	26,8	26,3						
	Pluspetrol					25,0	27,9	26,8	25,6	25,4	24,9
	PETROPERU	17,9	13,5	13,1	13,9						

X <sup>c</sup>	Pérez-Companc Oxi/Bridas	5,1	4,9	4,3	2,2	14,5	13,4	12,8	12,2	11,5	11,2
	<b>Total Privatizadas</b>	<b>63,6</b>	<b>66,6</b>	<b>63,6</b>	<b>60,8</b>	<b>57,1</b>	<b>57,0</b>	<b>53,7</b>	<b>51,1</b>	<b>50,0</b>	<b>48,5</b>

**Fuente:** Ministerio de Energía y Minas.

- <sup>a</sup> A partir del primero de enero de 1994 Petrotech es responsable de las operaciones en el Lote Z-2B del Zócalo Continental, sustituyendo a la empresa estatal PetroMar, filial de PETROPERU.
- <sup>b</sup> La empresa estatal PETROPERU operaba el Lote 8 hasta el 22 de julio de 1996; a partir de esa fecha la empresa argentina Pluspetrol es la responsable mediante un contrato de concesión.
- <sup>c</sup> El Lote XI fue operado por PETROPERU hasta diciembre 1996. Desde enero de 1997, las operaciones del Lote X incluyen las del Lote XI, que estuvo bajo responsabilidad de la empresa OXY Brida.

De otro lado, la privatización fragmentada de PETROPERU se justificó para terminar con el monopolio de PETROPERU, el mismo que no fomentaba la competencia. Sin embargo, en pocos años, REPSOL-YPF se ha convertido en el actor predominante, integrando verticalmente las diversas unidades de negocios que componen la industria. Así sucede en el negocio de GLP, antes controlado por PETROPERU: de un lado, REPSOL-YPF produce el GLP en La Pampilla y, de otro, REPSOL-YPF es el mayor distribuidor de este derivado, pues es dueño de las distribuidoras SOLGAS y Limagas, que controlan el 60,0% del mercado limeño. En la refinación, REPSOL-YPF es dueño de La Pampilla, la más grande del Perú (refina 100 MBD versus 60 MBD de Talara). REPSOL-YPF también tiene su cadena de estaciones de servicio, con lo que llega directamente al consumidor. Finalmente, REPSOL-YPF está explorando petróleo en 5 lotes en la selva y el zócalo continental.

En la producción de petróleo, el consorcio que lidera la argentina Pluspetrol tiene ahora una posición dominante. Esta empresa compró el Lote 8 de PETROPERU en 1996 y, a fines de 1999, le compró a Occidental el Lote 1-AB en la Selva Norte. Así, Pluspetrol es responsable del 63,0% de la producción de petróleo en el país. La predominancia de Pluspetrol en el sector hidrocarburífero peruano crecerá aún más en los próximos años pues esta empresa lidera el consorcio que se adjudicó la explotación del gas de Camisea y tiene una participación minoritaria en el consorcio que construirá de los gasoductos de Camisea a Lima, consorcio que es liderado por la también argentina Compagnia Tecnica Internazionale (TECHINT).

#### Recuadro 4

#### EL DESARROLLO DE CAMISEA: MEGA PROYECTO DE GAS NATURAL

En este yacimiento, con reservas estimadas en 12 billones de pies cúbicos, recién han sido firmados a finales de año 2000 los contratos de explotación, transporte y distribución.

Su desarrollo se constituye en una opción estratégica fundamental dentro de la política energética, ya que permitirá aumentar de manera significativa las reservas de gas natural y de condensados, así como la modificación en los patrones de producción y consumo de recursos energéticos. El uso del gas natural en centrales térmicas, en la industria, transporte y consumo doméstico generará un efecto sustitución que permitirá reducir el déficit de la balanza comercial petrolera, lo que se reforzará con la producción y exportación de líquidos (principalmente Gas Licuado de Petróleo (GLP)).

Camisea está conformado por dos campos, San Martín y Cashiriari (ubicados en la selva amazónica), descubiertos en 1984 por Shell. En 1987-1988, Shell negoció un contrato de explotación con el gobierno, pero no prosperó debido a una serie de desacuerdos, algunos de ellos de carácter político.

Ocho años después se retomaron las negociaciones y en mayo de 1996, el gobierno peruano firmó un contrato con el consorcio Shell/Mobil para el desarrollo de este yacimiento, por un monto de 2.500 millones de dólares. Para que se materialice la inversión el gobierno peruano otorgó al consorcio, mediante el Decreto N° 818, una serie de incentivos que permitían incrementar la rentabilidad del proyecto (devolución anticipada del Impuesto General a las Ventas (IGV); fraccionamiento en el pago de los aranceles, etc).

El consorcio desarrolló reservas de gas natural probadas equivalentes a 8,7 billones de pies cúbicos y 600 MMB en líquidos. Sin embargo, en julio 1998 el consorcio afirmó que no seguiría adelante con el proyecto, produciéndose la rescisión del contrato. Dicho alejamiento se debió a varios factores: la no existencia de un mercado de gas natural en el Perú, lo que planteaba la necesidad de crear las condiciones que permitan su desarrollo; discrepancias entre el gobierno y el consorcio sobre el precio del gas natural para la producción de energía eléctrica; la integración vertical del proyecto (explotación, transporte y distribución) deseada por el consorcio y no contemplada en el proyecto, por lo que fue rechazada por el gobierno; el planteamiento del consorcio de exportar gas natural a Brasil, lo que no estaba contemplado en el contrato.

**Fuente:** Elaboración propia del consultor, a partir de información oficial e información de las empresas.

## IX. Análisis de Venezuela

---

Con 78 mil MMB de reservas probadas a diciembre del 2003, Venezuela es el quinto país petrolero del mundo. Si se incluye a las reservas de crudo extra pesado y depósitos de bitumen, habría n 235 mil MMB adicionales (sobre todo en la Faja del Orinoco). En el 2003, Venezuela produjo 2,9 millones de barriles diarios, lo que significó una disminución de 231 mil barriles diarios con respecto al año anterior. En el 2003, la producción fue menor debido a una huelga en PDVSA. El consumo doméstico de Venezuela en el 2003 fue de 526 mil barriles diarios, exportándose 2,37 millones de barriles diarios, principalmente a EEUU (el 62,0% del total de exportaciones).

La industria petrolera es la más importante de Venezuela, generando más del 75,0% de sus exportaciones, cerca del 50,0% de los ingresos fiscales del gobierno y el 33,0% del PIB. PDVSA, la estatal petrolera, es la productora más importante de petróleo de Venezuela y la valorización financiera de sus activos es de 57.500 millones de dólares. En el 2002, el aporte de PDVSA al fisco fue de 8.133 millones de dólares, discriminado por Impuesto a la Renta, regalías y dividendos a los accionistas.

Venezuela posee 146,5 trillones de pies cúbicos de reservas a fines del 2003 en el subsector gas natural, constituyendo el principal país de la región, y equilibradamente produce y consume 2,8. Venezuela cuenta con importantes proyectos de gas natural lo cual será analizada más adelante.

## **A. La apertura petrolera y las reformas legales de 1990 a 1995**

Desde 1975, año en que se nacionalizó la industria petrolera, PDVSA tuvo el monopolio de la exploración y explotación de petróleo. Desde principios de los años noventa, sin embargo, el gobierno venezolano planteó la necesidad de la expansión del sector petrolero, con el componente de la apertura al capital privado. Esta iniciativa se plasmó en el Plan Corporativo de Largo Plazo, adoptado por PDVSA en 1991.

El Plan Corporativo estimó que era necesario llevar a cabo asociaciones con el capital privado, nacional y extranjero, en una relación de largo plazo, dada la magnitud de las reservas de hidrocarburos del país, el problema del acceso a las tecnologías para procesar los crudos pesados, el monto de las inversiones requeridas para la producción y transformación de estos crudos, así como por la necesidad de acceso a los mercados finales. En esta apertura al capital privado, entonces, siempre está presente PDVSA mediante las diferentes modalidades de asociación.<sup>39</sup>

Estas asociaciones han tomado tres formas básicas: (a) la explotación de los campos marginales; (b) las asociaciones estratégicas (explotación de crudo pesado de la Faja del Orinoco) y, (c) los contratos de exploración de nuevas reservas de petróleo bajo el esquema de las ganancias compartidas.

El Congreso venezolano legisló específicamente para la concreción de estos tres tipos de asociaciones. En el caso de la explotación de campos marginales, al amparo de la Ley Orgánica de Hidrocarburos de 1975 (también llamada Ley de Nacionalización) el Congreso, en 1992 y 1993, aprobó los contratos de servicios para la recuperación secundaria (no exploración) en los campos marginales de petróleo pesado y extra pesado, ya descubiertos.

Para la constitución de asociaciones estratégicas con empresas privadas para la explotación de crudos pesados y las reservas de gas natural, en 1991-1992 el Congreso aprobó reformas legales. En agosto de 1993, el Congreso venezolano aprobó las bases de los convenios de asociación. En 1995, se firmaron las primeras asociaciones estratégicas.

La modificación más importante se produjo en 1995, cuando el Congreso aprobó los Convenios de Asociación para la exploración a riesgo de nuevas áreas y la producción de hidrocarburos bajo el esquema de ganancias compartidas. Así, se permite nuevamente el ingreso de capital extranjero a la actividad exploratoria en Venezuela. A partir de 1996 comenzaron las licitaciones de lotes exploratorios.

## **B. Las nuevas leyes de hidrocarburos de 1999 al 2002**

De 1999 al 2002, se han llevado a cabo importantes reformas en el sector hidrocarburos de Venezuela. La Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (LOGH) (DL 310/1999) y la nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH) (DL 1510/2002), que deroga y reemplaza todos los dispositivos legales anteriores.

### **1. Principales cambios introducidos por la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH) (2002)**

---

<sup>39</sup> Esto la hace diferente de la apertura brasilera, donde las empresas privadas pueden concursar individualmente en las diferentes Rondas de Contratos que se han realizado desde 1999.



- La nueva legislación modifica la participación del Estado en las actividades llamadas primarias (exploración, extracción, recolección, transporte y almacenamiento iniciales). Anteriormente, éste tenía como máximo el 35,0%. Ahora (Art. 9), el Estado se reserve una participación de más de 50,0% en las empresas mixtas que se dediquen a actividades de exploración, extracción, transporte y almacenamiento del crudo.
- La nueva ley fija un incremento de las regalías petroleras (Art. 44). Antes, la participación estatal era de 16,66%. Ahora, la regalía aumenta al 30,0%. Sin embargo, en caso de que se demuestre que los yacimientos —maduros o de petróleo extra pesado de la Faja del Orinoco, de bajo valor comercial— no sean económicamente explotables, la regalía pueda rebajarla hasta el 20,0%. En el caso de bitúmenes de la Faja del Orinoco, la regalía puede ser rebajada hasta el 16,66%.
- La ley anterior establecía que un impuesto sobre la renta de 67,0%. La nueva LOH disminuye el impuesto a la renta al 50,0%.
- En la LOH se tipifican los siguientes impuestos (Art. 48): impuesto superficial, impuesto de consumo propio, e impuesto de consumo general. El primero consiste en cien unidades tributarias por cada km<sup>2</sup> o fracción de extensión y se establece un aumento de 5,0% anual. El impuesto de consumo propio prevé el pago de 10,0% por cada metro cúbico de productos derivados producidos y consumidos, calculado sobre el precio de venta al consumidor final. El impuesto al consumo general establece que por cada litro de producto derivado de los hidrocarburos vendido en el mercado interno será entre 30,0% y 50,0% del precio pagado.
- En lo que se refiere a las actividades de industrialización de los hidrocarburos naturales (la destilación, purificación y transformación), la LOH (Art. 50) establece que estas actividades podrán ser llevadas a cabo directamente por el Estado, por empresas de su exclusiva propiedad, por empresas mixtas con participación estatal en cualquier proporción, y por empresas privadas.
- Con respecto a la comercialización, la LOH establece (Art. 60) que las actividades de suministro, almacenamiento, transporte, distribución y expendio de los derivados de los hidrocarburos constituyen un servicio público. Por ese motivo, el Ejecutivo Nacional, por intermedio del Ministerio de Energía y Minas, fijará los precios de los productos derivados de los hidrocarburos y adoptará medidas para garantizar el suministro, la eficiencia del servicio y evitar su interrupción.

## 2. Análisis de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH)

La nueva LOH implica cambios fundamentales con respecto a la orientación de las reformas petrolera en Venezuela en la década del noventa, las mismas que también se aplicaron en otros países de América Latina. La LOH establece la prioridad del control de la gestión de la industria petrolera por parte del Estado. Al mismo tiempo, se reafirma que PDVSA no será privatizada.

También la nueva LOH modifica el peso de las herramientas fiscales para recolectar ingresos. Anteriormente, el mayor peso estaba en la recolección a través del impuesto sobre la renta. Ahora, las regalías tendrán un mayor peso en la contribución a los ingresos fiscales.

En lo que concierne la participación privada, la nueva LOH reafirma que ésta puede seguir participando en las actividades de exploración, producción y desarrollo de hidrocarburos líquidos (*upstream*) y en las actividades aguas abajo (*downstream*). La principal modificación es que en el

*upstream* la participación privada no puede superar el 49,0%. En el *downstream* la participación no tiene límite y puede llegar al 100%.

La nueva ley tiene un carácter mixto, en cuanto a las actividades en el *downstream*. De un lado, continúa con la apertura en las actividades de refinación. De otro, se establece que la actividad de comercialización es un servicio público, motivo por el cual el Ejecutivo puede regular los precios y garantizar la seguridad del abastecimiento.

Existen diversos sectores sociales que consideran que esta ley es nacionalista y que retrocede a épocas anteriores a 1975. Además, consideran que la ley es estatista y desestimula la inversión privada, particularmente debido a la decisión de que la participación del sector estatal sea 51,0% como mínimo en las asociaciones estratégicas con el sector privado.

También se afirma que la ley no considera ningún tipo de Fondo de Inversión Petrolera, ni de financiamiento para el desarrollo de tecnologías o fuentes energéticas alternas. Tampoco otorga garantías escritas a todos los contratos previamente suscritos con agentes privados.

### **3. Principales planteamientos de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (LOHG) (1999)**

- Esta ley plantea la liberalización y la expansión de la industria del gas natural. Los nuevos considerandos llevan a la liberalización y la expansión de esta industria con el objetivo de incrementar significativamente el consumo de gas mediante la inversión nacional y extranjera. Se espera que en esta década se duplique la producción de gas natural.
- La ley establece que todas las actividades del *upstream* y del *downstream* pueden ser ejercidas por el Estado directamente o mediante entes de su propiedad o por personas privadas nacionales o extranjeras, con o sin la participación del Estado (Art. 2). En el mismo artículo se establece que se incluye a los hidrocarburos líquidos y a los componentes no hidrocarbureados contenidos en los hidrocarburos gaseosos, así como el gas proveniente del proceso de refinación del petróleo.
- El Art. 3 establece que la industria del gas natural estará dirigida primordialmente al desarrollo nacional, dejando abierta la posibilidad de su eventual exportación en cualquiera de sus fases. Dichas actividades se realizarán atendiendo a la defensa y uso racional del recurso y a la conservación, protección y preservación del ambiente.
- También se establece (Art. 4 y 5), que las actividades a las que se refiere la ley así como las obras que su manejo requiera se declaran de utilidad pública, mientras que las actividades relacionadas con el transporte y distribución de gas destinados al consumo colectivo, constituyen un servicio público.
- En el Art. 6 se establece que el Ejecutivo Nacional, a través del Ministerio de Energía y Minas, ejercerá la competencia nacional sobre los hidrocarburos a los que se refiere la ley. Ello implica que podrá planificar, vigilar, inspeccionar y fiscalizar a todos los fines previstos en las leyes, las actividades relacionadas con los mismos.
- En la Ley (Art. 7) se establecen medidas que propicien la formación y la participación de capital nacional. También se impulsarán las medidas necesarias para que los bienes y servicios de origen nacional concurren en condiciones de transparencia y no desventajosas en el desarrollo de proyectos relacionados con las indicadas actividades.

- Se crea el Ente Nacional del Gas (Art. 36), con autonomía funcional, adscrito al Ministerio de Energía y Minas, para promover el desarrollo del sector y la competencia en todas las fases de la industria de los hidrocarburos gaseosos relacionadas con las actividades de transporte y distribución.
- Se establece una regalía del 20,0% (Art. 34) para todos los volúmenes de hidrocarburos gaseosos extraídos de cualquier yacimiento, y no reinyectados. El impuesto a la renta es de 30,0%.
- En cuanto a las normas de operación la ley establece la obligación, de almacenadores, transportistas y distribuidores, de prestar servicio en forma continua y de conformidad con las normas legales, reglamentarias y técnicas de eficiencia, calidad y seguridad (Art. 8).
- Se prohíbe la vinculación simultánea entre dos o más actividades de producción, transporte o distribución, pertenecientes a una misma persona y en una región. Las excepciones serán consideradas cuando la viabilidad del proyecto así lo requiera y previa autorización del Ministerio de Energía y Minas.
- El acceso abierto a los almacenamientos, transporte y distribución cuando las instalaciones tengan capacidad disponible para ello y por convenio contractual entre las partes. A falta de acuerdo el Ministerio de Minas y Energía establecerá las condiciones.
- La facultad de determinar los precios de los hidrocarburos gaseosos, desde los centros de producción y procesamiento, al Ministerio de Energía y Minas atendiendo a principios de equidad (Art. 12).
- La fijación de tarifas a los consumidores finales por los Ministerios de Energía y Minas y de la Producción y el Comercio, mientras que el Ente Nacional del Gas elaborará las bases para el establecimiento de dichas tarifas. Las tarifas para los consumidores minoristas se compondrán por el precio de adquisición del gas más la tarifa de transporte más la tarifa de distribución. Se busca que las tarifas aseguren el menor costo posible para los consumidores y sean compatibles con la seguridad de abastecimiento (Art. 12).
- Que la rentabilidad que se obtenga por las actividades de almacenamiento, transporte y distribución, luego de una operación eficiente y satisfactoria que obtenga ingresos a tarifas que permitan cubrir los costos de operación y mantenimiento del servicio, los impuestos, la depreciación y la amortización de inversiones, sea similar a la de otras actividades de riesgo comparable.
- Hasta hace pocos años, la exploración, explotación y comercialización del gas se encontraba bajo el control de PDVSA. Ahora, es el Ministerio de Energía y Minas quien tendrá a su cargo la regulación del sector, para lo cual se crea ENARGAS.
- También debe destacarse que, a diferencia de la Ley de Hidrocarburos, el capital privado puede participar hasta con un 100% de participación en cualquier actividad del sector. Por ese motivo, diversos analistas estiman que se han creado expectativas favorables para la expansión de la industria también pueden asociarse en el futuro a la posibilidad de una mayor expansión derivada de los requerimientos potenciales de gas de los países vecinos (OLADE, 2001, cap. II).

## C. La participación del capital privado en la exploración y explotación de petróleo en la década de los años noventa

La explotación de los campos marginales<sup>40</sup> se realiza a través de contratos de operación entre filiales de PDVSA y compañías privadas, lo que se concretó en 1992. Esta modalidad, también llamada de Convenios Operativos, atrajo un sinnúmero de aspirantes, algunos de los cuales se asociaron con empresas privadas venezolanas para ofertar por los campos ofrecidos en licitación (véase cuadro 41).

**Cuadro 41**  
**EMPRESAS QUE HAN FIRMADO CONVENIOS**  
**OPERATIVOS CON PETRÓLEOS DE VENEZUELA S.A. (PDVSA)**

País	Empresas
Italia	Agip
Arabia Saudita	Nimir
China	CNPC
España	REPSOL
Noruega	Statoil
Alemania	Preussag; Veba
Inglaterra	Lasmo; BP
Francia	Corex; Land; Elf; Total
Holanda	Shell
Argentina	Tecpetro; Astra; Maxus; Pérez Companc; CGC; Carmanah
Canadá	Pan Canadian
Japón	Teikoku; Nippon
Venezuela	Vincler; Otepi; Coroli; Inelectra; Cosa; Cart. Valores; Polar; Corepli; Phoenix; Ehcopek; Jantesa; Bco Fivenes
USA	Nomeco; Chevron; Samson; Penzoil; Mosbacher; UPR; Ampolex; Amoco; Benton; Arco; William Int; Philips; Mobil; Conoco; Enron; Burlington y Texaco

**Fuente:** Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), Exploración y Producción (E&P).

Las inversiones de las empresas que han firmado convenios operativos con PDVSA ascienden a 9.980 millones de dólares en el período 1993-2002, las mismas que figuran dentro de los estados financieros de PDVSA.<sup>41</sup> A este monto se le debe agregar 2.192 millones de dólares del bono de la tercera ronda, es decir, el pago realizado por las empresas inversoras para participar de los convenios operativos. Es importante resaltar que algunos de estos convenios están reservados en exclusividad a empresas petroleras venezolanas, aunque su participación es bastante reducida con respecto al total invertido.

La producción realizada por los convenios operativos ascendió en el 2002 a 504 mil barriles diarios, lo que representa el 17,0% de la producción total de PDVSA (2.925 mil barriles diarios). Según PDVSA, en el mediano plazo (al año 2009) la producción alcanzaría la cifra de 1 millón de barriles diarios.

<sup>40</sup> Se denominan campos marginales o agotados aquellos que ya no están siendo explotados porque no son económicamente rentables, dado el nivel de avance tecnológico de la empresa, o debido a las altas inversiones necesarias para su reactivación.

<sup>41</sup> En estos contratos todo el hidrocarburo producido es de propiedad de PDVSA y sus filiales, pudiendo el contratista, una vez establecida la producción de crudos, recobrar sus inversiones y recibir un pago o compensación por cada barril entregado a la filial de PDVSA. Los pagos de PDVSA se realizan por concepto de honorarios de operación, de capital y de estipendio por servicios (estos montos pueden o no coincidir con las inversiones anuales que realizan las empresas).

La segunda modalidad de asociación con el capital privado se ha denominado asociaciones estratégicas y comenzó a ponerse en marcha en 1995 cuando el Congreso aprobó que PDVSA pueda llevar a cabo asociaciones con terceros para la puesta en marcha de las grandes inversiones necesarias para la extracción de los crudos pesados de la Faja del Orinoco. Se caracterizan por ser compromisos de largo plazo entre PDVSA (a través de sus filiales) y una gama de empresas petroleras internacionales, en los que PDVSA participa como socio activo.

En la Faja del Orinoco se han formado asociaciones estratégicas con las principales *majors* estadounidenses, tales como Mobil, Texaco, Conoco y Phillips, así como con la francesa Total y la noruega Veba Oil (véase cuadro 42).

**Cuadro 42**  
**ASOCIACIONES ESTRATÉGICAS -**  
**FAJA ORINOCO: EMPRESAS PARTICIPANTES E INVERSIONES**  
*(En porcentaje y millones de dólares)*

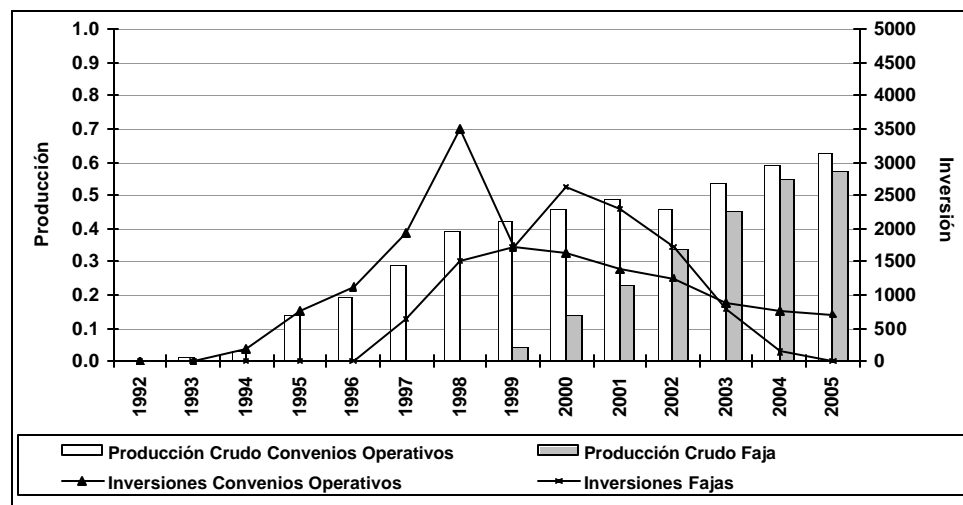
	Compañía		Participación	Inversión
Petrozuata	Conoco	(EE.UU.)	49.9	1 497
	PDVSA		50.1	1 503
<b>SubTotal</b>				<b>3 000</b>
Hamaca	PDVSA		30.0	1 020
	PHILLIPS	(EE.UU.)	30.0	1 020
	TEXACO	(EE.UU.)	40.0	1 360
<b>SubTotal</b>				<b>3 400</b>
Sincor	TOTAL	(Francia)	47.0	1 974
	PDVSA		38.0	1 596
	STATOIL	(Noruega)	15.0	630
<b>SubTotal</b>				<b>4 200</b>
Cerro Negro	MOBIL	(EE.UU.)	47.0	940
	PDVSA		38.0	760
	Veba Oel	(SUE)	15.0	300
<b>SubTotal</b>				<b>2 000</b>
<b>Total</b>				<b>12 600</b>

Fuente: Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA).

Las inversiones de las asociaciones estratégicas han superado los estimados iniciales de 12.600 millones de dólares. Así, de 1997 al 2002 se invirtieron 13.900 millones de dólares y se espera una inversión de 1.400 millones de dólares en el 2003.

En el 2002, la producción de crudo pesado por parte de las cuatro asociaciones estratégicas se situó en 410 mil barriles diarios, contribuyendo así con el 14,0% de la producción total de petróleo en Venezuela (2.900 MMBD).

**Gráfico 10**  
**PRODUCCIÓN CRUDO FAJA, PRODUCCIÓN CRUDO CONVENIOS**  
**OPERATIVOS, INVERSIONES FAJA, INVERSIONES CONVENIOS OPERATIVOS**  
*(En millones de barriles diario y millones de dólares)*



**Fuente:** Asociación Venezolana de Hidrocarburos (AVHI) (2003), "Hacia un nuevo ciclo de inversiones", noviembre.

La tercera modalidad de asociación consiste en la exploración de nuevas reservas petroleras de crudos livianos y medianos. En 1996 se planteó la necesidad de la apertura al capital extranjero en este sector, pues:

“al ritmo actual de inversiones en exploración de PDVSA —200 millones de dólares anuales—, le tomaría a PDVSA unos 35 años definir si esos recursos existen y, además, le costaría alrededor de 8 mil millones de dólares llevar a cabo esa actividad.” (PDVSA, 1995).

Con la estrategia de inversión en exploración a riesgo y de ganancias compartidas, se está llevando a cabo el desarrollo de áreas que podrían contener hasta 23 mil MMB de reservas de crudos medianos y livianos, atrayendo el interés de capitales privados extranjeros y nacionales. Se estima que podría alcanzarse una producción de 500 MBD en el año 2003.

La Corporación Venezolana del Petróleo S.A. (CVP) es la filial de PDVSA encargada de coordinar, controlar y supervisar las actividades relacionadas con la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos en áreas nuevas, mediante convenios de asociación con empresas inversionistas privadas. Dichas áreas fueron determinadas a favor de CVP por el Ministerio de Energía y Minas en enero de 1996.

Existen ocho contratos firmados con inversionistas extranjeros (véase cuadro 43) bajo el esquema de ganancias compartidas en áreas nuevas. CVP posee inversiones en acciones que representan su participación del 35,0% en las empresas mixtas constituidas para cada área.

**Cuadro 43**  
**EXPLORACIÓN A RIESGO Y EXPLOTACIÓN CON GANANCIAS COMPARTIDAS**

Áreas inversionistas	Socios de PDVSA
Delta Centro	Delta Amacuro Burlintong-Union Pacifi-Benton
Golfo de Paria Este	Enron-Inelectra
Golfo de Paria Oeste	Sucre Conoco-Agip-Opic
Guanare	Portuguesa ELF-Conoco
Guarapiche	Monacas BP/Amoco-Maxus
La Ceiba, Zulia	ExxonMobil-Veba-Nippon
Punta Pescador	Monagas BP/Amoco-Total-Veba
San Carlos	Cojedes Petrolera San Carlos

**Fuente:** Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA).

**Nota:** Inversiones acumuladas en exploración 1996-2003: mil millones de dólares.

Toda la inversión en exploración (inversión de riesgo) corre por cuenta de los inversionistas. La inversión en los tres proyectos en ejecución (La Ceiba, Paria Este y Paria Oeste) ha alcanzado a cerca de mil millones de dólares hasta mediados del 2003. Se estima que la primera producción comercial de uno de los proyectos en ejecución entrará en operaciones en 2005 (Grisanti, 2004).

## D. Las inversiones de Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA)

Las inversiones totales de PDVSA han sufrido una transformación importante a medida que se ha venido implementando la apertura desde 1991 en sus diferentes modalidades.

En el cuadro que se muestra a continuación, la primera línea se refiere a las inversiones de PDVSA en E&P, así como a refinación, suministro, comercio y petroquímica. Entre el 85,0 y el 90,0% de estas inversiones corresponden al rubro de E&P, pudiendo apreciar que se aprecia una disminución, desde 4.516 millones de dólares en 1996 a 2.264 millones de dólares en el año 2000. Esto se debe al hecho que las inversiones en producción y mejoramiento que se realizan en la Faja del Orinoco no figuran en este rubro, sino que son contabilizadas en forma separada por PDVSA. En la fila titulada “memorando”, al final del mismo cuadro, se puede apreciar el total de inversiones de PDVSA, incluyendo la inversión de la empresa estatal en las asociaciones estratégicas de la Faja del Orinoco.

**Cuadro 44**  
**INVERSIONES DE PDVSA 1996-2000, POR SECTORES**  
(En millones de dólares)

Sector	1996	1997	1998	1999	2000
Exploración, producción y mejoramiento					
Refinación, Suministro, comercio y petroquímica					
<b>Subtotal PDVSA</b>	<b>4 516</b>	<b>5 176</b>	<b>2 264</b>	<b>2 797</b>	<b>2 264</b>
Estados Unidos	438	264	166	232	166
Otros	1	2	55	12	55
<b>Subtotal</b>	<b>439</b>	<b>266</b>	<b>221</b>	<b>244</b>	<b>221</b>
<b>Total PDVSA</b>	<b>4 955</b>	<b>5 442</b>	<b>2 485</b>	<b>3 041</b>	<b>2 485</b>
<b>Total inversión PDVSA<sup>a</sup></b>	<b>5 388</b>	<b>5 905</b>	<b>5 241</b>	<b>4 207</b>	<b>4 296</b>

**Fuente:** Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA).

<sup>a</sup> Este total incluye las inversiones de PDVSA en las Asociaciones Estratégicas de la Faja del Orinoco.

Las inversiones propias de PDVSA han estado centradas en la exploración y el desarrollo de nuevos campos, en la construcción de refinерías —aún si éstas han disminuido fuertemente en los últimos años— y en los negocios de PDVSA en el exterior, habiendo también disminuido las inversiones en este rubro de 1996 hasta la fecha (véase cuadro 44).

## **E. El Plan de Negocios de Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) 2003-2008**

El Plan de Negocios de PDVSA 2003-2008 prevé una inversión total de 43 mil millones de dólares, de los cuales 29 mil millones de dólares se destinarían a E&P (*upstream*) y 14 mil millones de dólares a transporte, refinación y comercialización (*downstream*), de acuerdo al siguiente desgagado: Refinación: 3.000 millones de dólares, Sector químico 4.000 millones de dólares; Gas Natural: 5.000 millones de dólares, Carbón y Orimulsión: 2.000 millones de dólares. PDVSA está focalizando sus esfuerzos de inversión en tres áreas fundamentales:

- La máxima valoración de los crudos pesados de la Faja del Orinoco y áreas tradicionales, mediante la incorporación de tecnologías de punta y con énfasis en la producción y manufactura de crudos de alta calidad y productos blancos.
- La exploración propia en áreas contiguas a las zonas tradicionales de producción y en nuevas áreas en asociación con empresas privadas.



- Exploración y producción (E&P) de gas natural, buscando un balance del portafolio con esfuerzo propio y proyectos que requieren inversiones de terceros.

Se estima que la producción de petróleo aumentará a 5,1 millones de barriles diarios y la producción de gas natural a 15,8 miles de mmpcd.

De acuerdo al Plan de Negocios, las inversiones de PDVSA alcanzarían los 25 a 28 mil millones de dólares (60,0 a 65,0% del total), mientras que las empresas privadas (Asociación Venezolana de Hidrocarburos (AVHI)) tendrían a su cargo 15 a 17.200 millones de dólares (de 40 a 35,0% del total).

Según la AVHI, las inversiones firmes (ya comprometidas) para el período ascienden a 5.240 millones de dólares, de las cuales 4.040 millones de dólares corresponden a los proyectos de petróleo crudo y 1.200 millones de dólares a los de gas natural. En lo que concierne a los proyectos de inversión que están por definirse, las inversiones alcanzarían la suma de 9.600 millones de dólares.

Sumados ambos se llega a la cifra de 14.840 millones de dólares, que está bastante cercana de lo planteado en el Plan de Negocios de PDVSA.

**Cuadro 45**  
**EMPRESAS DE LA ASOCIACIÓN VENEZOLANA**  
**DE HIDROCARBUROS (AVHI): PROYECTOS DE INVERSIÓN**  
*(En millones de dólares)*

Producto	Empresa	Millones de dólares
<b>1. Comprometidos 2003-2008</b>		
- Crudo	Asociaciones Estratégicas	900
	Convenios Operativos	2 200
	Ganancias Compartidas	940
<b>Subtotal</b>		<b>4 040</b>
- Gas Natural	Barrancas	600
	Yucal Placer	600
<b>Subtotal</b>		<b>1 200</b>
<b>Total</b>		<b>5 240</b>
<b>2. En definición 2004-2009</b>		
- Gas Natural	Mariscal Sucre	2 700
	Yucal Placer - Perforación	600
	Plataforma Deltana - Exploración	3 800
	Proyecto Olefinas	2 500
<b>Total</b>		<b>9 600</b>

**Fuente:** Asociación Venezolana de Hidrocarburos. "Hacia un nuevo ciclo de inversiones", noviembre 2003.

## F. Nuevas estrategias para la IED en el sector de gas natural

Los planes de PDVSA para el desarrollo del gas natural comprenden el desarrollo de tres grandes proyectos: (i) proyecto de apertura del gas, que consiste en el desarrollo del gas natural no asociado en tierra firme para el mercado doméstico; (ii) desarrollo de los campos de gas natural de

la Plataforma Deltana para la exportación, y (iii) el proyecto de exportación de GLN Mariscal Sucre.<sup>42</sup>

## 1. Proyecto apertura del gas

En el 2001, se otorgaron las siguientes licencias para el proyecto Apertura del Gas:

- Yucal Placer Norte, ganada por Total, REPSOL, Inelectra y Otepi.
- Yucal Placer Sur, ganada por Total, REPSOL, Inelectra y Otepi.
- Barbacoas, ganada por Pluspetrol, Argentina.
- Barrancas, ganado por REPSOL.
- Tiznado, ganado por Pluspetrol.
- Tinaco, ganado por Pérez Companc.

## 2. Plataforma Deltana

En el 2003, comenzó la oferta de bloques de la Plataforma Deltana, que tiene reservas estimadas de 38,0 bpc y 3.200 MMB de petróleo. Se estima que el desarrollo de toda la Plataforma demandará inversiones por un total de 4 mil millones de dólares. A marzo del 2004, el gobierno ha licitado tres de los cinco bloques de la Plataforma a las siguientes empresas:

- **Bloque 1 (2003):**  
A Chevron/Texaco (60,0%) y Conoco (40,0%), con una inversión estimada de 2.100 millones de dólares.
- **Bloque 4 (2003):**  
A la empresa noruega StatOil, con una inversión estimada de 3 mil millones de dólares.
- **Bloque 3 (2004):**  
A Chevron/Texaco, con una inversión estimada de 2 mil millones de dólares.

## 3. Proyecto Mariscal Sucre

Para el proyecto Mariscal Sucre, que llevará a cabo la exportación de GNL a EEUU, se ha formado un consorcio entre Shell (30,0%) y Mitsubishi (8,0%), junto con Petróleos de Venezuela (60,0%). El 2,0% restante pertenece a inversionistas nacionales y trabajadores. El proyecto fue firmado a fines del 2002. La inversión estimada es 2.700 millones de dólares y el proyecto debe entrar en funcionamiento en el 2008.

---

<sup>42</sup> El portafolio de proyectos de PDVSA destaca los asociados al negocio del gas costa afuera, como Plataforma Deltana y Mariscal Sucre (GNL), los cuales forman parte del plan de construcción de un importante complejo industrial denominado Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho (CIGMA), localizado en la Península de Paria, que ubicará a Venezuela en una posición estratégica dentro del mercado de GNL de la cuenca atlántica. Destacó que el desarrollo de este recurso energético tendrá como principal destino el mercado de EE.UU., donde la empresa espera ser un actor fundamental también en el suministro de gas (Figueredo, 2004).

## Bibliografía

---

- Andersen y Meza (2001), *The Natural Gas Sector in Bolivia: An Overview*, Universidad Católica Boliviana, Instituto de Investigaciones Socio-Económicas, Bolivia.
- ANP (Agencia Nacional de Petróleo de Brasil) (2003, 2004), Ministerio de Energía y Minas de Brasil ([http://www.anp.gov.br/petro/petroleo\\_brasil.asp](http://www.anp.gov.br/petro/petroleo_brasil.asp)).
- AVHI (Asociación Venezolana de Hidrocarburos) (2003), “Hacia un nuevo ciclo de inversiones”, noviembre.
- Banco Central de Argentina (2003, 2004), (<http://www.bcra.gov.ar>).
- Banco Central de Bolivia (2003), (<http://www.bcb.gov.bo/>).
- Banco Central de Brasil (2003, 2004), (<http://www.bcb.gov.br/>).
- Banco Central de Ecuador (2003, 2004), (<http://www.portal.bce.fin.ec>).
- Banco Central de México (2004), (<http://www.banxico.org.mx/>).
- Banco Central de Reserva del Perú (2004), estadísticas y memorias varios años, ([www.bcrp.gob.pe](http://www.bcrp.gob.pe)).
- Banco Central de Venezuela (2003, (2004), (<http://www.bcv.org.ve/MI>).
- Banco Central do Brasil (1996-2002), información sobre flujos de inversión extranjera directa en petróleo.
- BNAmericas (Business News Americas) (2003, 2004), ([www.bnamericas.com](http://www.bnamericas.com)).
- BP Statistical Review of World Energy (2004), (<http://www.bp.com/statisticalreview2004>).
- Campodónico, “Humberto (2000), *Privatización y Conflictos regulatorios: el caso de los mercados de electricidad y combustibles en el Perú*”, *Serie Recursos Naturales e Infraestructura N° 8*, Santiago de Chile.
- (1998), “El régimen de contratación petrolera en América Latina en la década de los 90”, *Serie Cuadernos de la CEPAL N° 84*, CEPAL, Santiago de Chile.
- (1996), *El Ajuste Petrolero*, Centro de Estudios y Promoción del Desarrollo (DESCO), Lima.

- CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe) (2001), *La inversión extranjera en América Latina y el Caribe*, Santiago de Chile, Naciones Unidas.
- \_\_\_ (2000), “Reformas estructurales y políticas macroeconómicas: el caso de México 1982-1999”, Fernando Clavijo Y Susana Valdivieso, *Serie Reformas Económicas N°67*, mayo.
- \_\_\_ (1999), “México: Impacto de las reformas estructurales en la formación de capital del sector petrolero”, Ramón Carlos Torres Flores, *Serie Reformas Económicas N° 19*, Santiago de Chile, p. 40.
- Diario “Clarín” (2001), Buenos Aires, Argentina C.F., varios, y 15 de marzo.
- Diario “El Comercio” (2003), Quito, septiembre, varios.
- Diario “El Diario” (2003, 2004), La Paz, varios.
- Diario “El Mercurio”(2003), Santiago de Chile, varios.
- Diario “Estrategia” (2001), Santiago de Chile, varios y 5 de octubre.
- Diario “Hoy” (2003), Quito, septiembre, varios.
- \_\_\_ (2003), Entrevista a Carlos Arboleda, Ministro de Energía y Minas, Quito, 27 de octubre.
- Diario “La Razón” (2003), La Paz, varios.
- Diario “Página Digital” (2003), Argentina, 28 de junio, (<http://www.paginadigital.com.ar/articulos/2003/2003quint/noticias8/1110227-6.asp>).
- ECOPETROL (Empresa Colombiana de Petróleos) (2003, 2004), (<http://www.ECOPETROL.com.co/>).
- \_\_\_ (2001), Vicepresidencia Financiera, Pliego de Condiciones. Valoración Económica de los Activos Fijos de ECOPETROL para fines contables, Bogotá, mayo.
- EIA (Energy Information Administration) (2003, 2004), (<http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/>).
- \_\_\_ (2001), Country Analysis Briefs, Argentina, octubre.
- Figueiredo, Carlos (2004), Asesor mayor de Estrategias de Planificación de PDVSA, adelantó que los primeros cargamentos provenientes del Mariscal Sucre y Plataforma Deltana llegarán al mercado estadounidense en 2008 y 2009, respectivamente 9 de marzo.
- Fontaine, Guillaume (2003a), El precio del petróleo. Conflictos socio-ambientales y gobernabilidad en la región amazónica, Quito, abril.
- \_\_\_ (2003b), Petróleo y desarrollo sostenible en Ecuador, Quito, septiembre.
- Gadano, Nicolás (1998), Determinantes de la inversión en el sector petróleo y gas de la Argentina, Santiago de Chile, 77 p. (332.673.09.8 C3993 N° 7).
- Grisanti, Luis Xavier (2004), Petróleo, gas y desarrollo: El reto de las inversiones futuras, 22 de enero ([www.analytica.com](http://www.analytica.com)).
- Hermes de Araújo, João Lizardo R. (2001), Investment in the Brazilian ESI – What went wrong? What should be done?, Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- Iglesias Ortiz, Julia (1998), Apuntes sobre la crisis financiera de PETROECUADOR y su gestión empresarial, Unidad de Investigación y Desarrollo Tecnológico, PETROECUADOR.
- ILDIS (Instituto Latinoamericano de Investigaciones Sociales) (2003), Análisis de coyuntura Económica primer semestre del 2003, Quito.
- INDEC (Instituto Nacional de Estadísticas y Censos de la República de Argentina) (2003, 2004), (<http://www.indec.mecon.ar/default.htm>).
- Kozulj, Roberto (2002), “Balance de la privatización de la industria petrolera en Argentina y su impacto sobre las inversiones y la competencia en los mercados minoristas de combustibles”, *Serie Recursos Naturales e Infraestructura N° 46*, CEPAL, Santiago de Chile, julio.
- \_\_\_ (2000), “Resultados de la reestructuración de la industria del gas en la Argentina”, *Serie Recursos Naturales e Infraestructura N° 14*, CEPAL, Santiago de Chile, noviembre.
- Kozulj, Roberto y Víctor Bravo (1993), La política de desregulación petrolera argentina, antecedentes e impactos, Buenos Aires, Bibliotecas Universitarias, Centro Editor de América Latina, septiembre.
- Ministerio de Desarrollo Económico de Bolivia, Viceministerio de Minería y Metalurgia (2003, 2004), (<http://www.boliviامينing.com/spanish/gasoducto.html>).
- Ministerio de Economía de la República de Argentina (2001/2004), Secretaría de Energía (14 de septiembre de 2001), (<http://energia.mecon.gov.ar/>), ([http://energia.mecon.gov.ar/home\\_pet.asp](http://energia.mecon.gov.ar/home_pet.asp)).
- Ministerio de Energía y Minas de Ecuador (2003, 2004), Historia del Oleoducto de Crudo Pesado, (<http://www.menergia.gov.ec/php/DNH.php>).
- Ministerio de Energía y Minas de Perú (2003, 2004), Anuarios estadísticos; Hidrocarburos, publicaciones (<http://www.minem.gob.pe/>).

- Ministerio de Energía y Minas de la República Bolivariana de Venezuela (2003, 2004), (<http://www.mem.gov.ve/Framesetmem.htm>).
- Noticias electrónicas (2003, 2004), (<http://www.noticias-petroleo.com/servlet/oil.ListaNoticias>).
- Oil & Gas Journal (2003, 2004), ([www.ogj.com](http://www.ogj.com)).
- \_\_\_ (2000, 2001), “Oil & gas: US\$2.5 billion financing for Brazil’s Barracuda and Caratinga fields”, December, ([www.milbank.com/news/newsClips/001201.html](http://www.milbank.com/news/newsClips/001201.html)).
- OLADE (Organización Latinoamericana de Energía) (2001), Los Mercados del Gas Natural en la Comunidad Andina: Desarrollo y perspectivas de integración, Quito, julio.
- PDVSA (Petróleos de Venezuela S.A.) (2003, 2004), Sala de Prensa, noticias, ([http://www.pdvsa.com/noticias/2004/enero/comp\\_noticias.html](http://www.pdvsa.com/noticias/2004/enero/comp_noticias.html)).
- \_\_\_ (1995), La apertura, Enfoque Corporativo N° 31, *Folleto de la empresa*, Caracas, julio.
- PEMEX (Petróleos Mexicanos) (2003, 2004), Informe anual; Memoria anual (<http://www.PEMEX.com/>).
- \_\_\_ (2003), Contratos de Servicios Múltiples: Elevando su valor para México, ([www.csm.PEMEX.com](http://www.csm.PEMEX.com)).
- PEMEX (Petróleos Mexicanos) (2002, 2003, 2004), Informe anual; Memoria anual (<http://www.PEMEX.com/>).
- \_\_\_ (2003), Contratos de Servicios Múltiples: Elevando su valor para México, ([www.csm.PEMEX.com](http://www.csm.PEMEX.com)).
- PEMEX Gas y Petroquímica Básica (2002), Plan de Negocios, enero.
- PEMEX Finance (s/fecha), ([http://www.standardandpoors.com/LatinAmerica/Spanish/z\\_sanal/sanal\\_Pemex\\_Finance1.htm](http://www.standardandpoors.com/LatinAmerica/Spanish/z_sanal/sanal_Pemex_Finance1.htm)).
- PEMEX Master Trust (s/fecha), ([http://www.standardandpoors.com/LatinAmerica/Spanish/z\\_sanal/sanal\\_Pemex1.htm](http://www.standardandpoors.com/LatinAmerica/Spanish/z_sanal/sanal_Pemex1.htm)).
- PETROBRAS (Petróleo Brasileiro S.A.) (2003, 2004), Memorias anuales, [www.pecom.com.br](http://www.pecom.com.br), (<http://www2.petrobras.com.br/espanhol/index.asp>), (<http://www2.petrobras.com.br/portal/espanhol/RelacaoInvestidor.htm>).
- \_\_\_ (2000), “Oil & gas: US\$2.5 billion financing for Brazil's Barracuda and Caratinga fields”, diciembre, ([www.milbank.com/news/newsClips/001201.html](http://www.milbank.com/news/newsClips/001201.html)).
- PETROECUADOR (Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador), (2003, 2004), (<http://www.Petroecuador.com.ec/index1.htm>).
- \_\_\_ (1998), Apuntes sobre la crisis financiera de PETROECUADOR y su gestión empresarial, Julia Iglesias Ortiz, Unidad de Investigación y Desarrollo Tecnológico.
- Queiroz Pinto, Helder Jr. (2001), “Les rapports entre la réglementation et la politique énergétique dans le cadre des réformes structurelles et institutionnelles: le cas du Brasil”, en *La nécessité de nouvelles régulations internationales face aux mutations énergétiques et environnementales*, Colloque International, Paris 10-13 juin.
- Revista “América Economía” (2003a), julio-agosto.
- \_\_\_ (2003b), N° 213, julio.
- Revista “Petróleo XXI, Actualidad Hidrocarburífera” (2001, 2002, 2003), revista especializada del sector petróleo, Quito, todos los meses, enero-octubre.
- \_\_\_ (2001), Año 2, N° 16, septiembre.
- Revista “Petroleum Economist” (2003, 2004), ([www.petroleum-economist.com](http://www.petroleum-economist.com)).
- Rozas, Patricio (2001), “La inversión europea en la industria energética de América Latina”, *Serie Seminarios y Conferencias N° 10*, (LC/L.1557-P), CEPAL, Santiago de Chile, Naciones Unidas.
- SIRESE (Superintendencia de Hidrocarburos del Sistema de Regulación Sectorial de Bolivia) (2003, 2004), anuarios estadísticos y memorias, varios años (<http://www.superhid.gov.bo/>).





NACIONES UNIDAS

Serie

CEPAL

Recursos naturales e infraestructura

### Números publicados

1. Panorama minero de América Latina a fines de los años noventa, Fernando Sánchez Albavera, Georgina Ortiz y Nicole Moussa (LC/L.1253-P), N° de venta S.99.II.G.33 (US\$ 10,00), 1999. [www](#)
2. Servicios públicos y regulación. Consecuencias legales de las fallas de mercado, Miguel Solanes (LC/L.1252-P), N° de venta S.99.II.G.35 (US\$ 10,00), 1999. [www](#)
3. El código de aguas de Chile: entre la ideología y la realidad, Axel Dourojeanni y Andrei Jouravlev (LC/L.1263-P), N° de venta S.99.II.G.43 (US\$ 10,00), 1999. [www](#)
4. El desarrollo de la minería del cobre en la segunda mitad del Siglo XX, Nicole Moussa, (LC/L.1282-P), N° de venta S.99.II.G.54 (US\$ 10,00), 1999. [www](#)
5. La crisis eléctrica en Chile: antecedentes para una evaluación de la institucionalidad regulatoria, Patricio Rozas Balbontín, (LC/L.1284-P), N° de venta S.99.II.G.55 (US\$ 10,00), 1999. [www](#)
6. La Autoridad Internacional de los Fondos Marinos: un nuevo espacio para el aporte del Grupo de Países Latinoamericanos y Caribeños (GRULAC), Carmen Artigas (LC/L.1318-P), N° de venta S.00.II.G.10 (US\$ 10,00), 1999. [www](#)
7. Análisis y propuestas para el perfeccionamiento del marco regulatorio sobre el uso eficiente de la energía en Costa Rica, Rogelio Sotela (LC/L.1365-P), N° de venta S.00.II.G.34 (US\$ 10,00), 1999. [www](#)
8. Privatización y conflictos regulatorios: el caso de los mercados de electricidad y combustibles en el Perú, Humberto Campodónico, (LC/L.1362-P), N° de venta S.00.II.G.35 (US\$ 10,00), 2000. [www](#)
9. La llamada pequeña minería: un renovado enfoque empresarial, Eduardo Chaparro, (LC/L.1384-P), N° de venta S.00.II.G.76 (US\$ 10,00), 2000. [www](#)
10. Sistema eléctrico argentino: los principales problemas regulatorios y el desempeño posterior a la reforma, Héctor Pistonesi, (LC/L.1402-P), N° de venta S.00.II.G.77 (US\$10,00), 2000. [www](#)
11. Primer diálogo Europa-América Latina para la promoción del uso eficiente de la energía, Humberto Campodónico (LC/L.1410-P), N° de venta S.00.II.G.79 (US\$ 10,00), 2000. [www](#)
12. Proyecto de reforma a la Ley N°7447 “Regulación del Uso Racional de la Energía” en Costa Rica, Rogelio Sotela y Lidette Figueroa, (LC/L.1427-P), N° de venta S.00.II.G.101 (US\$10,00), 2000. [www](#)
13. Análisis y propuesta para el proyecto de ley de “Uso eficiente de la energía en Argentina”, Marina Perla Abruzzini, (LC/L.1428-P, N° de venta S.00.II.G.102 (US\$ 10,00), 2000. [www](#)
14. Resultados de la reestructuración de la industria del gas en la Argentina, Roberto Kozulj (LC/L.1450-P), N° de venta S.00.II.G.124 (US\$10,00), 2000. [www](#)
15. El Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo (FEPP) y el mercado de los derivados en Chile, Miguel Márquez D., (LC/L.1452-P) N° de venta S.00.II.G.132 (US\$10,00), 2000. [www](#)
16. Estudio sobre el papel de los órganos reguladores y de la defensoría del pueblo en la atención de los reclamos de los usuarios de servicios públicos, Juan Carlos Buezo de Manzanedo R. (LC/L.1495-P), N° de venta S.01.II.G.34 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
17. El desarrollo institucional del transporte en América Latina durante los últimos veinticinco años del siglo veinte, Ian Thomson (LC/L.1504-P), N° de venta S.01.II.G.49 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
18. Perfil de la cooperación para la investigación científica marina en América Latina y el Caribe, Carmen Artigas y Jairo Escobar (LC/L.1499-P), N° de venta S.01.II.G.41 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
19. Trade and Maritime Transport between Africa and South America, Jan Hoffmann, Patricia Isa, Gabriel Pérez (LC/L.1515-P), Sales No. E.00.G.II.57 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
20. La evaluación socioeconómica de concesiones de infraestructura de transporte: caso Túnel El Melón - Chile, Francisco Ghisolfo (LC/L.1505-P), N° de venta S.01.II.G.50 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)

21. El papel de la OPEP en el comportamiento del mercado petrolero internacional, Ariela Ruiz-Caro (LC/L.1514-P), N° de venta S.01.II.G.56 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
22. El principio precautorio en el derecho y la política internacional, Carmen Artigas (LC/L.1535-P), N° de venta S.01.II.G.80 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
23. Los beneficios privados y sociales de inversiones en infraestructura: una evaluación de un ferrocarril del Siglo XIX y una comparación entre ésta y un caso del presente, Ian Thomson (LC/L.1538-P), N° de venta S.01.II.G.82 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
24. Consecuencias del “shock” petrolero en el mercado internacional a fines de los noventa, Humberto Campodónico (LC/L.1542-P), N° de venta S.00.II.G.86 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
25. La congestión del tránsito urbano: causas y consecuencias económicas y sociales, Ian Thomson y Alberto Bull (LC/L.1560-P), N° de venta S.01.II.G.105 (US\$10,00), 200. [www](#)
26. Reformas del sector energético, desafíos regulatorios y desarrollo sustentable en Europa y América Latina, Wolfgang Lutz. (LC/L.1563-P), N° de venta S.01.II.G.106 (US\$10,00), 2001. [www](#)
27. Administración del agua en América Latina y el Caribe en el umbral del siglo XXI, A. Jouravlev (LC/L.1564-P), N° de venta S.01.II.G.109 (US\$10,00), 2001. [www](#)
28. Tercer Diálogo Parlamentario Europa-América Latina para la promoción del uso eficiente de la energía, Humberto Campodónico (LC/L.1568-P), N° de venta S.01.II.G.111 (US\$10,00), 2001. [www](#)
29. Water management at the river basin level: challenges in Latin America, Axel Dourojeanni (LC/L.1583-P), Sales No. E.II.G.126 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
30. Telemática: Un nuevo escenario para el transporte automotor, Gabriel Pérez (LC/L.1593-P), N° de venta S.01.II.G.134 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
31. Fundamento y anteproyecto de ley para promover la eficiencia energética en Venezuela, Vicente García Dodero y Fernando Sánchez Albavera (LC/L.1594-P), N° de venta S.01.II.G.135 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
32. Transporte marítimo regional y de cabotaje en América Latina y el Caribe: El caso de Chile, Jan Hoffmann (LC/L.1598-P), N° de venta S.01.II.G.139 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
33. Mejores prácticas de transporte internacional en la Américas: Estudio de casos de exportaciones del Mercosur al Nafta, José María Rubiato (LC/L.1615-P), N° de venta S.01.II.G.154 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
34. La evaluación socioeconómica de concesiones de infraestructura de transporte: Caso acceso norte a la ciudad de Buenos Aires, Argentina, Francisco Ghisolfo (LC/L.1625-P), N° de venta S.01.II.G.162 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
35. Crisis de gobernabilidad en la gestión del agua (Desafíos que enfrenta la implementación de las recomendaciones contenidas en el Capítulo 18 del Programa 21), Axel Dourojeanni y Andrei Jouravlev (LC/L.1660-P), N° de venta S.01.II.G.202 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
36. Regulación de la industria de agua potable. Volumen I: Necesidades de información y regulación estructural, Andrei Jouravlev (LC/L.1671-P), N° de venta S.01.II.G.206 (US\$ 10,00), 2001, Volumen II: Regulación de las conductas, Andrei Jouravlev (LC/L.1671/Add.1-P), N° de venta S.01.II.G.210 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
37. Minería en la zona internacional de los fondos marinos. Situación actual de una compleja negociación, Carmen Artigas (LC/L. 1672-P), N° de venta S.01.II.G.207 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
38. Derecho al agua de los pueblos indígenas de América Latina, Ingo Gentes (LC/L.1673-P), N° de venta S.01.II.G.213 (US\$ 10,00), 2001. [www](#)
39. El aporte del enfoque ecosistémico a la sostenibilidad pesquera, Jairo Escobar (LC/L.1669-P), N° de venta S.01.II.G.208, (US\$ 10,00), diciembre 2001. [www](#)
40. Estudio de suministro de gas natural desde Venezuela y Colombia a Costa Rica y Panamá, Víctor Rodríguez, (LC/L.1675-P; LC/MEX/L.515), N° de venta S.02.II.G.44, (US\$ 10,00), junio de 2002. [www](#)
41. Impacto de las tendencias sociales, económicas y tecnológicas sobre el Transporte Público: Investigación preliminar en ciudades de América Latina, Ian Thomson (LC/L.1717-P), N° de venta S.02.II.G.28, (US\$ 10,00), marzo de 2002. [www](#)
42. Resultados de la reestructuración energética en Bolivia, Miguel Fernández y Enrique Birhuet (LC/L.1728-P), N° de venta S.02.II.G.38, (US\$ 10,00), mayo 2002. [www](#)
43. Actualización de la compilación de leyes mineras de catorce países de América Latina y el Caribe, Volumen I, compilador Eduardo Chaparro (LC/L.1739-P) No de venta S.02.II.G.52, (US\$ 10,00) junio de 2002 y Volumen II, (LC/L.1739/Add.1-P), No de venta S.02.II.G.53, (US\$ 10,00) junio de 2002. [www](#)
44. Competencia y complementación de los modos carretero y ferroviario en el transporte de cargas. Síntesis de un seminario, Myriam Echeverría (LC/L.1750-P) No de venta S.02.II.G.62, (US\$ 10,00), junio de 2002. [www](#)



45. Sistema de cobro electrónico de pasajes en el transporte público, Gabriel Pérez (LC/L.1752-P), No de venta S.02.II.G.63, (US\$ 10,00), junio de 2002. [www](#)
46. Balance de la privatización de la industria petrolera en Argentina y su impacto sobre las inversiones y la competencia en los mercados minoristas de combustibles, Roberto Kozulj (LC/L.1761-P), N° de venta: S.02.II.G.76, (US\$10,00), julio de 2002. [www](#)
47. Gestión del agua a nivel de cuencas: teoría y práctica, Axel Dourojeanni, Andrei Jouravlev y Guillermo Chávez (LC/L.1777-P), N° de venta S.02.II.G.92 (US\$ 10,00), septiembre de 2002. [www](#)
48. Evaluación del impacto socio-económico del transporte urbano, en la ciudad de Bogotá. El caso del sistema de transporte masivo transmilenio, Irma Chaparro (LC/L.1786-P), N° de venta S.02.II.G.100, (US\$ 10,00) septiembre de 2002. [www](#)
49. Características de la inversión y del mercado mundial de la minería a principios de la década de 2000, H. Campodónico y G. Ortiz (LC/L.1798-P), N° de venta S.02.II.G.111, (US\$ 10,00), octubre de 2002. [www](#)
50. La contaminación de los ríos y sus efectos en las áreas costeras y el mar, Jairo Escobar (LC/L.1799-P), N° de venta S.02.II.G.112, (US\$ 10,00), diciembre de 2002. [www](#)
51. Evolución de las políticas hídricas en América Latina y el Caribe, Axel Dourojeanni y Andrei Jouravlev (LC/L.1826-P), N° de venta S.02.II.G.133, (US\$ 10,00), diciembre de 2002. [www](#)
52. Trade between Caribbean Community (CARICOM) and Central American Common Market (CACM) countries: the role to play for ports and shipping services, Alan Harding y Jan Hofmann (LC/L.1899-P), Sales No.: E.03.II.G.58, (US\$ 10,00), May de 2003. [www](#)
53. La función de las autoridades en las localidades mineras, Patricio Ruiz (LC/L.1911-P), N° de venta S.03.II.G.69, (US\$ 10,00),junio de 2003. [www](#)
54. Identificación de obstáculos al transporte terrestre internacional de cargas en el Mercosur, Ricardo J. Sánchez y Georgina Cipoletta Tomasian (LC/L.1912-P), N° de venta S.03.II.G.70, (US\$ 10,00), mayo 2003. [www](#)
55. Energía y desarrollo sostenible: Posibilidades de financiamiento de las tecnologías limpias y eficiencia energética en el Mercosur, Roberto Gomelsky (LC/L.1923-P), N° de venta S.03.II.G.78 (US\$ 10,00), junio de 2003. [www](#)
56. Mejoramiento de la gestión vial con aportes específicos del sector privado, Alberto Bull, (LC/L. 1924-P), N° de venta: S.03.II.G.81, (US\$ 10,00), junio de 2003. [www](#)
57. Guías Prácticas para Situaciones Específicas, Manejo de Riesgos y Preparación para Respuesta a Emergencias Mineras, Zoila Martínez Castilla, (LC/L.1936-P), N° de venta: S.03.II.G.95, (US\$ 10,00), junio de 2003. [www](#)
58. Evaluación de la función y el potencial de las fundaciones mineras y su interacción con las comunidades locales Germán del Corral, (LC/L.1946-P), N° de venta S.03.II.G.104, (US\$ 10,00), julio de 2003. [www](#)
59. Acceso a la información: una tarea pendiente para la regulación latinoamericana, Andrei Jouravlev, (LC/L.1954- P), N° de venta S.03.II.G.109, (US\$ 10,00), agosto de 2003. [www](#)
60. Energía e pobreza: problemas de desenvolvimiento energético e grupos sociais marginais em áreas rurais e urbanas do Brasil, Roberto Schaeffer, Claude Cohen, Mauro Araújo Almeida, Carla Costa Achão, Fernando Monteiro Cima, (LC/L.1956-P), N° de venta: P.03.II.G.112, (US\$ 10,00), septiembre de 2003. [www](#)
61. Planeamiento del desarrollo local, Hernán Blanco (LC/L. 1959-P), N° de venta: S.03.II.G.117, (US\$ 10,00), septiembre de 2003. [www](#)
62. Coherencia de las políticas públicas y su traducción en esquemas regulatorios consistentes. Caso del diesel oil en Chile, Pedro Maldonado G., (LC/L.1960-P), N° de venta: S.03.II.G.116, (US\$ 10,00), agosto de 2003. [www](#)
63. Entorno internacional y oportunidades para el desarrollo de las fuentes renovables de energía en los países de América Latina y el Caribe, Manlio Coviello (LC/L.1976-P), N° de venta: S.03.II.G.134, (US\$ 10,00), octubre de 2003. [www](#)
64. Estudios sobre los convenios y acuerdos de cooperación entre países de América Latina y el Caribe, en relación con sistemas hídricos y cuerpos de agua transfronterizos, María Querol, (LC/L.2002-P), N° de venta:S.03.II.G.163 (US\$ 10,00), noviembre de 2003. [www](#)
65. Energías renovables y eficiencia energética en América Latina y el Caribe. Restricciones y perspectivas. Hugo Altomonte, Manlio Coviello, Wolfgang Lutz, (LC/L.1977-P) N° de venta: S.03.II.G.135 (US\$ 10,00), octubre de 2003. [www](#)
66. Los municipios y la gestión de los recursos hídricos, Andrei Jouravlev, (LC/L.2003-P), N° de venta S.03.II.G.164 (US\$10.00) octubre de 2003. [www](#)
67. El pago por el uso de la infraestructura de transporte vial, ferroviario y portuario, concesionada al sector privado, Ricardo Sánchez, (LC/L.2010-P), N° de venta S.03.II.G.172 (US\$10.00), noviembre de 2003. [www](#)

68. Comercio entre los países de América del Sur y los países de la Comunidad del Caribe (CARICOM): el papel que desempeñan los servicios de transporte, Ricardo Sánchez y Myriam Echeverría, (LC/L.2011-P), N° de venta S.03.II.G.173 (US\$10.00), noviembre de 2003. [www](#)
69. Tendencias recientes del mercado internacional del petróleo, Ariela Ruiz-Caro, (LC/L.2021-P), N° de venta S.03.II.G.183 (US\$10.00), diciembre de 2003. [www](#)
70. La pequeña minería y los nuevos desafíos de la gestión pública, Eduardo Chaparro Ávila (LC/L.2087-P), N° de venta S.04.II.26 (US\$ 10,00) abril de 2004. [www](#)
71. Situación y perspectivas de la minería aurífera y del mercado internacional del oro, Ariela Ruiz-Caro, (LC/L.2135-P) N° de venta S.04.II.64 (US\$ 10,00) julio de 2004. [www](#)
72. Seguridad y calidad del abastecimiento eléctrico a más de 10 años de la reforma de la industria eléctrica en países de América del Sur, Pedro Maldonado y Rodrigo Palma (LC/L.2158-P), N° de venta S.04.II.86 (US\$ 10,00) julio de 2004. [www](#)
73. Fundamentos para la constitución de un mercado común de electricidad, Pedro Maldonado (LC/L.2159-P), N° de venta S.04.II.87 (US\$ 10,00) julio de 2004. [www](#)
74. Los servicios de agua potable y saneamiento en el umbral el siglo XXI, Andrei Jouravlev, (LC/L.2169-P), N° de venta S.04.II.G.98 (US\$10,00), julio de 2004. [www](#)
75. Desarrollo de infraestructura y crecimiento económico: revisión conceptual, Patricio Rozas y Ricardo Sánchez (LC/L.2182P), N° de venta S.04.II.G.109 (US\$ 10,00) agosto de 2004. [www](#)
76. Industria minera de los materiales de construcción. Su sustentabilidad en Sudamérica, Marcela Cárdenas y Eduardo Chaparro (LC/L.2186-P), N° de venta S.04.II.G.114 (US\$ 10,00), octubre de 2004. [www](#)
77. La industria del gas natural en América del Sur: situación y posibilidades de integración de mercados, Roberto Kozulj (LC/L.2195-P), N° de venta S.04.II.122 (US\$ 10,00) septiembre de 2004. [www](#)
78. Reformas e inversión en la industria de hidrocarburos de países seleccionados de América Latina, Humberto Campodónico, (LC/L.2200-P), N° de venta S.04.II.130 (US\$ 10,00) octubre de 2004. [www](#)

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

1. Las reformas energéticas en América Latina, Fernando Sánchez Albavera y Hugo Altomonte (LC/L.1020), abril de 1997. [www](#)
2. Private participation in the provision of water services. Alternative means for private participation in the provision of water services, Terence Lee y Andrei Jouravlev (LC/L.1024), mayo de 1997 (inglés y español). [www](#)
3. Procedimientos de gestión para un desarrollo sustentable (aplicables a municipios, microrregiones y cuentas), Axel Dourojeanni (LC/L.1053), septiembre de 1997 (español e inglés). [www](#)
4. El Acuerdo de las Naciones Unidas sobre pesca en alta mar: una perspectiva regional a dos años de su firma, Carmen Artigas y Jairo Escobar (LC/L.1069), septiembre de 1997 (español e inglés). [www](#)
5. Litigios pesqueros en América Latina, Roberto de Andrade (LC/L.1094), febrero de 1998 (español e inglés). [www](#)
6. Prices, property and markets in water allocation, Terence Lee y Andrei Jouravlev (LC/L.1097), febrero de 1998 (inglés y español). [www](#)
8. Hacia un cambio en los patrones de producción: Segunda Reunión Regional para la Aplicación del Convenio de Basilea en América Latina y el Caribe (LC/L.1116 y LC/L.1116 Add/1), vol. I y II, septiembre de 1998. [www](#)
9. Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. La industria del gas natural y las modalidades de regulación en América Latina, Humberto Campodónico (LC/L.1121), abril de 1998. [www](#)
10. Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Guía para la formulación de los marcos regulatorios, Pedro Maldonado, Miguel Márquez e Iván Jaques (LC/L.1142), septiembre de 1998. [www](#)
11. Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Panorama minero de América Latina: la inversión en la década de los noventa, Fernando Sánchez Albavera, Georgina Ortiz y Nicole Moussa (LC/L.1148), octubre de 1998. [www](#)

- 12 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Las reformas energéticas y el uso eficiente de la energía en el Perú, Humberto Campodónico (LC/L.1159), noviembre de 1998. [www](#)
- 13 Financiamiento y regulación de las fuentes de energía nuevas y renovables: el caso de la geotermia, Manlio Coviello (LC/L.1162), diciembre de 1998. [www](#)
- 14 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Las debilidades del marco regulatorio eléctrico en materia de los derechos del consumidor. Identificación de problemas y recomendaciones de política, Patricio Rozas (LC/L.1164), enero de 1999. [www](#)
- 15 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Primer Diálogo Europa-América Latina para la Promoción del Uso Eficiente de la Energía (LC/L.1187), marzo de 1999. [www](#)
- 16 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Lineamientos para la regulación del uso eficiente de la energía en Argentina, Daniel Bouille (LC/L.1189), marzo de 1999. [www](#)
- 17 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la Energía en América Latina”. Marco Legal e Institucional para promover el uso eficiente de la energía en Venezuela, Antonio Ametrano (LC/L.1202), abril de 1999. [www](#)

---

- El lector interesado en adquirir números anteriores de esta serie puede solicitarlos dirigiendo su correspondencia a la Unidad de Distribución, CEPAL, Casilla 179-D, Santiago, Chile, Fax (562) 210 2069, correo electrónico: [publications@eclac.cl](mailto:publications@eclac.cl).

[www](#) Disponible también en Internet: <http://www.cepal.org/> o <http://www.eclac.org>

Nombre:.....

Actividad:.....

Dirección: .....

Código postal, ciudad, país: .....

Tel.: ..... Fax: ..... E.mail: .....