
recursos naturales e infraestructura

Gestión mixta y privada en la industria de hidrocarburos

Humberto Campodónico

División de Recursos Naturales e
Infraestructura
Proyecto CEPAL/GTZ



Santiago de Chile, abril de 2007

Este documento fue preparado por Humberto Campodónico, consultor de la División de Infraestructura y Desarrollo de la CEPAL con la colaboración de Jhon Valdiglesias. El documento fue elaborado en el marco de las actividades del proyecto "Modernización del Estado, Desarrollo Productivo y Uso Sostenible de Recursos Humanos (GER/05/001)", ejecutado por la CEPAL en conjunto con la Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) y financiado por el Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo de Alemania (BMZ).

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 versión impresa 1680-9017

ISSN versión electrónica 1680-9025

ISBN:978-92-1-323056-5

LC/L.2711-P

N° de venta: S.07.II.G.59

Copyright © Naciones Unidas, abril de 2007. Todos los derechos reservados

Impreso en Naciones Unidas, Santiago de Chile

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

Índice

Resumen	7
Introducción	9
I. Análisis comparativo de la gestión mixta con predominio estatal	11
A. Gestión de la industria en Colombia.....	16
B. La gestión de la industria en Ecuador.....	24
II. La gestión de la industria con predominio privado	39
A. La gestión de la industria en Argentina	45
B. La gestión de la industria en Bolivia	58
C. La gestión de la industria en el Perú.....	68
Bibliografía	81
Anexo	85
1. El desarrollo del Lote 88 de CAMISEA	87
Serie Recursos naturales e infraestructura (números publicados)	89

Índice de cuadros

Cuadro 1	ECOPETROL: Evolución de la inversión.....	20
Cuadro 2	Colombia: Evolución de las reservas probadas de petróleo.....	20
Cuadro 3	Evolución de los ingresos operaciones de ECOPETROL.....	21
Cuadro 4	Colombia: Distribución de la inversión petrolera.....	24
Cuadro 5	Ecuador: Tasa de regalías.....	25
Cuadro 6	Inversión de PETROECUADOR por filial.....	28
Cuadro 7	Descapitalización de PETROECUADOR.....	29
Cuadro 8	Ecuador: Relación reservas producción de los principales campos.....	31
Cuadro 9	Ecuador: Comercialización de petróleo crudo fiscalizado.....	32
Cuadro 10	Ecuador: Exportaciones de petróleo por compañía.....	32
Cuadro 11	Indicadores financieros de PETROECUADOR.....	33
Cuadro 12	Argentina: impuesto a las exportaciones de petróleo crudo.....	47
Cuadro 13	Inversiones de YPF en exploración y explotación.....	49
Cuadro 14	Inversiones de REPSOL-YPF y PETROBRÁS en exploración y explotación.....	50
Cuadro 15	Inversión en exploración del “plan argentina: 1992-2004.....	51
Cuadro 16	Reducción de las reservas de REPSOL.....	54
Cuadro 17	Argentina: producción de petróleo, año 2005.....	56
Cuadro 18	Argentina: producción de gas natural, año 2005.....	56
Cuadro 19	Bolivia: las preguntas para el referéndum de julio de 2004.....	59
Cuadro 20	Bolivia: inversiones en hidrocarburos por empresa operadora.....	62
Cuadro 21	Bolivia: reservas probadas y probables de gas natural por departamento.....	62
Cuadro 22	Bolivia: reservas certificadas de gas natural probadas + probables: 2005.....	63
Cuadro 23	Bolivia: reservas probadas de petróleo 2004.....	64
Cuadro 24	Bolivia: producción total de gas natural, por operador.....	66
Cuadro 25	Bolivia: exportación de gas natural.....	67
Cuadro 26	Importancia de los hidrocarburos en las exportaciones bolivianas.....	67
Cuadro 27	Bolivia: ingresos fiscales del sector hidrocarburos.....	68
Cuadro 28	Ingresos del Estado por la privatización de PETROPERÚ.....	70
Cuadro 29	Utilidades de operación dejadas de percibir por PETROPERÚ por efecto de la privatización.....	71
Cuadro 30	Perú: producción de hidrocarburos líquidos, por empresa.....	75
Cuadro 31	Perú: producción de gas natural, por empresa.....	76
Cuadro 32	Perú: regalías por hidrocarburos.....	78
Cuadro 33	Recaudación fiscal por impuesto a la renta y regalías por hidrocarburos.....	79

Índice de recuadros

Recuadro 1	ECOPETROL como una empresa mixta.....	19
Recuadro 2	El régimen financiero de PETROECUADOR.....	26
Recuadro 3	La descapitalización de PETROECUADOR.....	29
Recuadro 4	Ecuador: horizonte de autoabastecimiento de principales campos.....	31
Recuadro 5	La capacidad del contrato de Oxy y sus implicancias sobre la IED.....	36
Recuadro 6	Composición accionaria de ENARSA.....	48
Recuadro 7	El debate sobre la declinación de las reservas y de las inversiones en exploración.....	52
Recuadro 8	Disminución de las reservas de REPSOL.....	53
Recuadro 9	Las reservas del campo San Alberto fueron descubiertas por YPFB en 1990.....	63
Recuadro 10	PETROPERÚ: Las pérdidas de la privatización.....	70
Recuadro 11	El lote 56 y la exportación de gas natural.....	73
Recuadro 12	La presencia de PLUSPETROL en el Perú.....	75

Índice de gráficos

Gráfico 1	ECOPETROL: Evolución del personal ocupado en la empresa.....	18
Gráfico 2	Colombia: evolución de la producción de petróleo crudo.....	21
Gráfico 3	Colombia: Distribución de la inversión proyectada en exploración para 2006	22
Gráfico 4	PETROECUADOR: inversión programada 2006.....	30
Gráfico 5	Ecuador: producción de crudo de PETROECUADOR y privadas	30
Gráfico 6	Participación en la producción de PETROECUADOR y privadas	31
Gráfico 7	Ecuador: Inversión extranjera directa en petróleo.....	34
Gráfico 8	Ecuador: participación de la inversión extranjera petróleo respecto al total.....	35
Gráfico 9	Argentina: IED petróleo 1992-2004.....	50
Gráfico 10	Evolución del número de perforación anual de pozos de exploración.....	52
Gráfico 11	Argentina: Producción (mbd) y reservas (mmb) de petróleo.....	53
Gráfico 12	Argentina: Horizonte de autoabastecimiento de petróleo	54
Gráfico 13	Argentina: Reservas (bpc) y producción (mmpcd) de gas natural	55
Gráfico 14	Argentina: horizonte de autoabastecimiento de gas natural.....	55
Gráfico 15	Argentina: pago de regalías.....	57
Gráfico 16	Bolivia: IED en hidrocarburos	61
Gráfico 17	Bolivia: reservas de petróleo	65
Gráfico 18	Bolivia: producción de gas natural.....	65
Gráfico 19	Bolivia: producción de petróleo crudo, condensados y gasolina natural	66
Gráfico 20	Perú: Inversión extranjera en hidrocarburos	72
Gráfico 21	Participación de la IED en el <i>upstream</i> de hidrocarburos sobre la IED total	72
Gráfico 22	Perú: reservas de hidrocarburos líquidos	73
Gráfico 23	Perú: reservas de gas natural	74
Gráfico 24	Perú: producción de hidrocarburos líquidos.....	74
Gráfico 25	Perú: producción de gas natural	76
Gráfico 26	Perú: balanza comercial petrolera 1985-2005	77
Gráfico 27	Perú: recaudación de regalías en el sector hidrocarburos	78
Gráfico 28	Perú: impuesto a la renta y regularización de empresa petroleras	79

Resumen

El presente estudio tiene como objetivo evaluar los resultados de los estilos de gestión mixta y con preponderancia privada en las actividades de exploración y explotación “*upstream*” del sector hidrocarburífero en América Latina, aunque en algunos casos también se analizan aspectos del sector transporte, distribución y comercialización “*downstream*”.

El primer caso es la gestión mixta entre empresas públicas y privadas, pero existe un cierto dominio estatal, que comprende a los países de Ecuador y Colombia. El segundo caso es la gestión con predominio privado que comprende a Argentina, Bolivia y Perú.

Para tipo de gestión se analizan, en primer lugar, las modificaciones legales ocurridas en los últimos años en el sector “*upstream*”, las mismas que establecen la política de cada país en el sector hidrocarburos. Para evaluar los resultados se analizan las inversiones realizadas en el sector “*upstream*” y su impacto en las reservas y producción de petróleo y gas natural. Asimismo, se analizan los estados financieros de las empresas estatales para evaluar sus resultados, así como también se estudia el impacto fiscal de la política del sector hidrocarburos.

Introducción

En este estudio se analizan los resultados obtenidos en dos tipos de estilos de gestión en la actividad hidrocarburífera (petróleo y gas) en el “*upstream*” en algunos países de América Latina. El primer tipo corresponde a un diseño de gestión empresarial mixta en el que actúan empresas estatales y empresas privadas con cierta predominancia estatal; este caso corresponde a los países de Colombia y Ecuador. El segundo tipo de gestión es la de predominancia de empresas privadas que operan en el subsector; estos países corresponden a Argentina, Bolivia y Perú.

El análisis del estilo de gestión requiere el estudio previo del marco legal y regulatorio que rige en ese mismo país. Asimismo, las reformas legales apuntan a distintos propósitos que van desde fortalecer un estilo de gestión con mayor predominancia estatal, hasta llegar a un estilo de gestión sólo con presencia de empresas privadas. Por tanto, en este estudio se aborda el aspecto legal del sector hidrocarburos en cada país y se analiza su tendencia; es decir, si se sigue el rumbo de la década de 1990 o si éste se ha modificado, analizando los nuevos desarrollos.

Para medir los resultados de los estilos de gestión es indispensable analizar si éstas han desembocado en un incremento de las inversiones (ya sean estatales, privadas o ambas) que haya podido aumentar los niveles de reservas y de producción de hidrocarburos. De esta manera se cumple el objetivo de autoabastecimiento del mercado interno y se generan saldos exportables que incrementan la entrada de divisas.

Otros indicadores tomados en cuenta para evaluar el estilo de gestión tienen que ver con la situación económica y financiera de la

empresa estatal, en el caso donde ésta se presente, y su relación con el gobierno central, asimismo los impactos en la recaudación fiscal hacia los gobiernos provenientes del sector hidrocarburos. En algunas oportunidades, a pesar que se cumplen los objetivos de reservas, producción y divisas, esto se hace a costa de la buena salud económica de la empresa estatal (lo que constituye el caso de Ecuador). También son importantes las políticas de auditoría interna y externa (lucha contra la corrupción), así como de internacionalización e integración energética.

La capitulación del estudio está estructurada en dos partes. Cada capítulo se inicia con una síntesis de los resultados del estilo de gestión analizado, resumiendo los resultados a los que han llegado los países que han adoptado un determinado estilo de gestión. Posteriormente a la síntesis, se hace un análisis de los resultados del estilo de gestión por país, abarcando los temas relacionados a las reformas legales, indicadores de inversión estatal y privada extranjera, reservas, producción, indicadores financieros de las empresas estatales, responsabilidad social e internacionalización entre otros. Finalmente, se presentan los anexos y referencias bibliográficas.

I. Análisis comparativo de la gestión mixta con predominio estatal

En este capítulo se analizan los países en los cuales existe una gestión mixta, es decir, se constata una importante presencia de las empresas estatales, a la vez que se otorgan incentivos para atraer la inversión de empresas extranjeras, fundamentalmente en el sector “*upstream*”. También se analizan los diferentes tipos de relaciones entre las empresas estatales y las empresas privadas, allí donde éstas se manifiestan.

Hay que resaltar que los niveles de reservas de Colombia y Ecuador los caracterizan como productores “medianos” en la región ya que sus reservas ascienden a 1.453 y 3.780 millones de barriles (mmb), respectivamente. Ambos países son autosuficientes en materia petrolera y cuentan con saldos exportables. En el caso de Ecuador, país con un producto interno bruto (PIB) de 32.000 millones de dólares, la importancia de la actividad petrolera es determinante. En Colombia, las reservas vienen declinando desde hace varios años y el gobierno ha puesto en marcha una serie de modificaciones legales para impulsar el descubrimiento de nuevos yacimientos. En el 2006 se ha planteado capitalizar el 20% de las acciones de la estatal ECOPETROL.

En los dos países, las empresas estatales juegan un rol de máxima importancia. En Ecuador, las políticas de los diferentes gobiernos hacia PETROECUADOR han sido variadas. Hasta el 2004, no se priorizaron las actividades de inversión en exploración y desarrollo de la empresa estatal, planteándose incluso que sus principales campos petroleros fueran administrados por empresas privadas (lo que finalmente no se plasmó). Desde el 2004 hasta la fecha, se aprecia que

los continuos cambios políticos en el país no han tenido un desenlace claro en lo que concierne a la continuidad de las actividades de la empresa estatal.

Respecto a la inversión extranjera directa (IED) en Ecuador, pueden constatarse dos períodos diferenciados en la última década. De 1998 al 2004, se pone en marcha una política de atracción a las empresas extranjeras, que logra importantes montos de inversión, tanto en exploración y desarrollo, como en el “*downstream*” (construcción del oleoducto de crudo pesado). Sin embargo, en este mismo periodo también se dan una serie de conflictos en varios campos: ambientales, relación con las comunidades indígenas y, en el ámbito fiscal. Todo ello desemboca en que, a partir del 2004, las relaciones con diferentes empresas extranjeras atraviesen momentos de tensión (véase punto 1).

En Colombia, la actividad de la estatal ECOPETROL tiene dos características. La primera concierne a su actividad como empresa estatal independiente y la segunda a los contratos de asociación con las empresas extranjeras, donde la estatal tiene una participación del 50%, lo que se modificó al 30% en el 2000. ECOPETROL ha mantenido importantes niveles de inversión, lo que la sitúa como la primera productora de petróleo (al sumar su participación individual a la de los contratos de asociación). A su vez, la IED ha tenido una importante presencia, aunque comenzó a decaer en los primeros años de la presente década, repuntando fuertemente en el 2005.

En el 2006, se han producidos dos hechos importantes. Primero, se vendió el 51% de la refinería Cartagena de propiedad de la estatal. ECOPETROL Segundo, en diciembre del 2006, el Congreso aprobó un proyecto de ley presentado por el Ejecutivo para modificar el DL 1760 del 2003. Así, la Ley 1118 establece la capitalización de ECOPETROL y prevé la venta del 20% de las acciones de la empresa

1. Modificaciones legales en la presente década

Tanto en Colombia como en Ecuador se han producido modificaciones legales en la presente década. En el caso de Colombia, la orientación general de estas modificaciones va en el sentido de otorgar mayores incentivos a la IED. Así, se ha disminuido el nivel de regalías y, también, el porcentaje de participación de ECOPETROL en los contratos de asociación. Asimismo, se decidió vender la segunda refinería más importante del país a capitales privados, lo que ocurrió en el 2006.

En lo que concierne a la empresa estatal, se decidió la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ente encargado de la licitación de los contratos petroleros, potestad que pertenecía a ECOPETROL. Asimismo, ECOPETROL se ha convertido en una sociedad por acciones y, recientemente, el gobierno ha sometido al Congreso un proyecto de ley para vender el 20% de las mismas en la Bolsa de Valores. El gobierno ha ratificado que desea capitalizar a la empresa y que esto no significa que la empresa se vaya a privatizar.

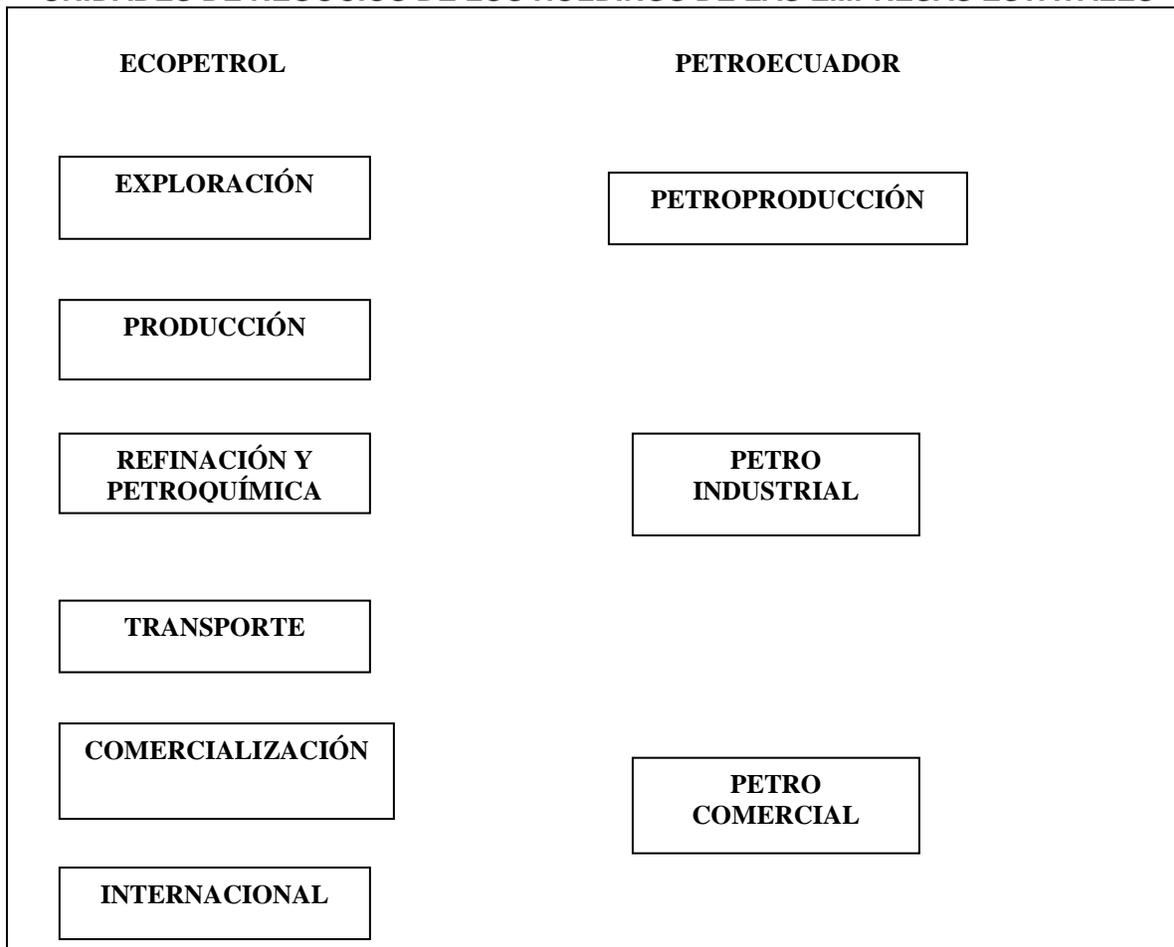
En Ecuador, en el 2000 se promulgaron una nueva serie de artículos modificatorios a la Ley de Hidrocarburos, estableciéndose que la empresa privada también podía intervenir en el “*downstream*” lo que desembocó en la construcción del Oleoducto de Crudo Pesado (OCP). También se planteó un proyecto de ley que autorizaba la IED en campos pertenecientes a PETROECUADOR, la que finalmente no fue promulgada.

En abril del 2006, se promulga la Ley 2006-42, Reforma de la Ley de Hidrocarburos, que establece que cuando el precio promedio mensual efectivo de venta FOB de petróleo crudo ecuatoriano supere el precio promedio mensual de venta vigente a la fecha de suscripción del contrato, las empresas contratistas reconocerán a favor del Estado ecuatoriano una participación de al menos el 50% de los ingresos extraordinarios que se generen por la diferencia de precios. Se espera que el Estado ecuatoriano recaude cerca de dos millones de dólares diarios. En agosto del 2006, el Tribunal Constitucional declaró la constitucionalidad de la Ley 2006-42. En el 2006, debido a infracciones legales de carácter administrativo, por parte de *Occidental Petroleum*, el gobierno declaró la caducidad de su contrato.

2. Estilo de gestión

En Colombia y Ecuador, las empresas estatales analizadas han adoptado el esquema de “*holding*” para la organización de sus actividades productivas. Así, todas las unidades de negocios se gestionan de manera independiente, reportando sus actividades a la unidad central, la misma que consolida los resultados de la gestión.

UNIDADES DE NEGOCIOS DE LOS HOLDINGS DE LAS EMPRESAS ESTATALES



Fuente: Memorias de ecopetrol y petroecuador.

De las dos empresas analizadas, las áreas de negocios en el “*upstream*” difieren debido a la gestión de la empresa y al marco legal que rige en el país. Así, en el caso de Ecuador, la empresa se encuentra integrada en el “*upstream*” donde la filial petroproducción es responsable de la exploración y producción de petróleo; mientras que en el caso de Colombia, ECOPETROL cuenta con una filial en exploración y otra filial para la producción bajo dos modalidades: producción directa y producción en las asociaciones estratégicas.

ECOPETROL posee un área de negocio de refinación que a su vez desarrolla actividades en petroquímica, aún con bajo nivel de desarrollo. A su vez, en PETROECUADOR su filial PETROINDUSTRIAL está a cargo de la administración de las refinerías de Esmeraldas y Amazonas en Ecuador.

ECOPETROL cuenta además con un área de transporte encargada del transporte de los derivados del petróleo; mientras que en PETROECUADOR, su filial PETROCOMERCIAL está a cargo del transporte y comercialización de los derivados del petróleo para el mercado interno ecuatoriano.

Respecto a la actividad de comercialización, sólo ECOPETROL cuenta con un área especializada en este aspecto. Cabe resaltar que esta constituye el área más pequeña de la empresa, siendo las inversiones asignadas a éste casi inexistentes. De su lado, PETROECUADOR tiene integrada las actividades de comercialización con las de transporte de derivados, como se ha visto en el párrafo anterior.

3. Fiscalización de actividades de la empresa

En el caso de PETROECUADOR, el Directorio dispone de la unidad de auditoría interna, encargada del control administrativo, operacional y financiero. No existe participación externa en la fiscalización de las actividades de la empresa, salvo las acciones de la Contraloría General de la República y otros organismos que realizan estas actividades de supervisión a todas las entidades del Estado.

En Colombia, en el marco del Decreto Ley 1760 de junio del 2003, ECOPETROL se transformó en una sociedad pública por acciones denominada ECOPETROL S.A. La empresa decidió adoptar un Código de Buen Gobierno cuyos principios son transparencia, probidad, y rendición de cuentas al mercado, aportantes de capital y grupos de interés. Se establece una oficina de control interno, cuyo jefe será designado por el presidente de ECOPETROL, previo proceso de selección. Aparte de ello, las actividades de ECOPETROL son fiscalizadas por la Contraloría General de la República y otros organismos del Estado.

4. Capacidad de decisión sobre las inversiones

La transformación de ECOPETROL en una sociedad por acciones le ha conferido autonomía económica, financiera y administrativa. Esta decisión le permite un adecuado planeamiento de sus inversiones y de sus planes de expansión.

En el caso de PETROECUADOR, la empresa se rige por una Ley Especial que establece que a los ingresos brutos consolidados de PETROECUADOR se le deben deducir las regalías y demás disposiciones legales vigentes, así como las asignaciones especiales. Además, se deducirán los costos y gastos de PETROECUADOR y sus filiales. El saldo resultante después de las deducciones antes señaladas es distribuido a través del Banco Central.

Esto significa que, de los ingresos obtenidos, PETROECUADOR sólo retiene las cantidades suficientes para cubrir sus costos y gastos. Éstos se distribuyen entre PETROECUADOR y sus filiales, en base al presupuesto financiero aprobado por el Directorio de la empresa, de conformidad con los procedimientos establecidos en el Consejo de Administración.

5. Indicadores de resultados de inversión, reserva y producción

La gestión mixta en Colombia y Ecuador presenta resultados distintos en cuanto a la inversión de la empresa pública. En Colombia ECOPETROL ha aumentado sostenidamente sus niveles de inversión, pasando de 641 millones de dólares en el 2000 hasta 1.297 millones de dólares en el 2005; cabe resaltar que en este caso la inversión pública en el sector petróleo ha seguido un comportamiento similar a la inversión privada; en el 2005 se destaca un fuerte aumento de ambos tipos de inversión (pública y privada), dentro de las metas del gobierno de incentivar la búsqueda de nuevas reservas que necesita el país. De su lado, en Ecuador, la empresa pública PETROECUADOR presenta una evolución variable de la inversión, contando con un máximo valor de 192,3 millones de dólares en el 2002, para luego disminuir fuertemente hasta el 2004; en el 2005 donde se registra una recuperación de la inversión, llegando a un nivel de 178 millones de dólares.

En lo que respecta a las reservas de petróleo, en ambos países, hasta el momento sus dotaciones existentes les ha permitido contar con saldos exportables; sin embargo, en los últimos años estas reservas

vienen disminuyendo, sobre todo en Colombia, quien desde el 2000 presenta un descenso anual de 6% de sus reservas y se prevé que su autoabastecimiento podría durar sólo hasta el 2001 de no encontrar nuevas reservas e intensificar la inversión en exploración; en el 2005 las reservas de petróleo en Colombia alcanzan niveles de 1.453 mmb. En Ecuador, también se registra una reducción de las reservas pero el periodo de abastecimiento todavía no preocupa a las autoridades del ramo; en el 2005 las reservas de petróleo ascendieron a 3.780 mmb, reduciéndose 1,1% respecto al año anterior.

En lo concerniente a los indicadores de producción de petróleo, éstos muestran resultados diferentes para los dos países que han aplicado una gestión mixta en su sector hidrocarburos. Así, en Colombia la producción ha venido reduciéndose sostenidamente, pasando de producir 687 mbd en el 2000 a 526 mbd en el 2005, dicha reducción ha provenido de ambos frentes; es decir, tanto por parte de ECOPETROL como del sector privado; sin embargo, la caída de la producción privada ha sido mayor a la de ECOPETROL, con lo cual la participación de la empresa pública en la producción nacional ha aumentado desde 55.7% en el 2002 hasta 59,1% en el 2005. Por el contrario, en Ecuador se aprecia una tendencia positiva en la producción de petróleo, ascendiendo desde 384 mbd en el 2000 hasta 532 mbd en el 2005, en este caso la producción proveniente de PETROECUADOR ha venido cayendo año a año, mientras que el sector privado ha presentado un fuerte dinamismo, con lo que su participación en la producción nacional de petróleo ha aumentado desde 32,5% en el 2000 hasta 63,5% en el 2005.

6. Responsabilidad social y medio ambiente

La gestión de ECOPETROL viene dedicando un mayor aporte para la inversión social, especialmente para aquellas comunidades que habitan en los lugares de operación de la empresa. En el 2002, 2003 y 2004, ECOPETROL invirtió 13,5, 11,5 y 13 millones de dólares, respectivamente, en proyectos de inversión social en todo el país.

De otro lado, en Colombia existen dispositivos legales que disponen fondos que se destinan directamente a las comunidades indígenas para cumplir con los dispositivos del Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo (OIT).

En el 2001, en Ecuador se promulgó el Decreto Ejecutivo 1215, Reglamento ambiental para operaciones hidrocarburíferas. Allí se detallan las obligaciones de todos los operadores petroleros para la preservación y respeto del medio ambiente. Asimismo, el Fondo de Estabilización, Inversión Social y Productiva y reducción del endeudamiento público (FEIREP) establece que un porcentaje de sus ingresos debe dedicarse a la inversión en educación y salud.

También existe el Instituto para el Ecodesarrollo Regional Amazónico (ECORAE), creado en 1992 mediante Ley 010 (después vino la Ley 020), que planifica y facilita el desarrollo humano sustentable de la Región Amazónica. El crecimiento anual de la participación del ECORAE está establecida en su Ley de creación, donde se consigna lo siguiente: “El ECORAE tiene un ingreso fijo que tiene como base un determinado valor numérico, equivalente a 0,10 dólares por cada barril de petróleo vendido (no se toma en cuenta el precio de venta). A partir de 1998, el ECORAE recibe un incremento de 5 centavos de dólar por año por cada barril de petróleo vendido, hasta llegar a un máximo de 50 centavos de dólar” (Ley 20 de creación del ECORAE).

7. Internacionalización

En la esfera internacional, a fines del 2005, por primera vez ECOPETROL pone en marcha su proceso de internacionalización. Para ello, cuenta con mecanismos legales, que le permiten hacer inversiones internacionales, derivados de la aprobación del decreto 1760 del 2003 que escindió a la empresa y creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Para concretar esta estrategia, la empresa obtuvo la aprobación de un presupuesto inicial de 150 millones de dólares en el 2006.

A. Gestión de la industria en Colombia

1. Introducción

Con 1.453 mmb de reservas probadas a fines del 2005, Colombia también se considera un país petrolero, ubicándose en el sexto lugar en la región, después de Venezuela, México, Brasil, Ecuador y Argentina. Las reservas de petróleo han venido descendiendo en los últimos años (en 1993 éstas eran de 3.600 mmb), lo cual preocupó a las autoridades, motivando una serie de cambios en la legislación petrolera para incentivar la exploración.

La producción de petróleo, después de crecer durante la década de 1990 —alcanzando su máximo en el año 1999 con 816 mbd— ha comenzado a declinar, situándose en 526 mbd en el 2005. La producción en el 2004, 2003 y 2002 fue de 528 mbd, 541 mbd y 578 mbd, respectivamente. Asimismo, la relación reservas probadas entre producción ha venido disminuyendo llegando a seis años en el 2005, habiendo sido 10 años en 1998.

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 mbd en el año 2000 (correspondiéndole a ECOPETROL el 50%), disminuyendo hasta 292 mbd en el 2002 (la participación de ECOPETROL bajó al 39%).

La exploración y explotación de petróleo en Colombia se ha realizado bajo dos modalidades: (i) a través de la empresa estatal ECOPETROL y, (ii) mediante contratos de asociación que se celebran entre y ECOPETROL las empresas privadas extranjeras.

De la producción total de petróleo en el 2005 de 526 mbd (ya mencionada) le correspondieron a ECOPETROL 312 mbd (el 59% del total), de los cuales 138 mbd fueron de producción directa (el 26% del total) y 174 mbd correspondientes a su participación en los contratos de asociación (el 33% del total). El resto, 41%, le corresponde a las empresas privadas.

Cabe destacar, que en los últimos años la producción directa de ECOPETROL ha venido aumentando, lo cual ha permitido atenuar la caída nacional. Así, la producción directa de ECOPETROL aumentó 12%, pasando de 123 mbd en el 2004 a 138 mbd en el 2005.

La capacidad total de refinación nacional asciende a 333 mbd, de la cual el 71,4% se procesa en la Refinería de Barrancabermeja, 22,8% corresponde a Cartagena, 0,8% a Orito, y 0,75% a Apiay, todas operadas por la estatal petrolera (hasta el 2005). El sector privado representado por Refinare dispone del 4,2% equivalente a una capacidad de 14 mbd.

La legislación existente permitía la implantación de refinerías privadas, pero solo existía la ya mencionada Refinare. En el 2006 se privatizó el 51% de las acciones de la refinería de Cartagena, la cual fue adquirida por la empresa suiza *Glencore* por 656 millones de dólares, lo que incluye un plan de inversiones para duplicar la capacidad de refinación actual.

A partir de 1999 el gobierno adopta la política de liberar los precios de los combustibles, con lo cual los nuevos precios debían seguir su costo de oportunidad, que para este caso corresponde a la paridad de importaciones tomando como referencia la costa de México. Sin embargo, hasta el momento, esta política de liberación de los precios de los combustibles no ha llegado a realizarse completamente.

2. Síntesis del marco legal y regulatorio

El Decreto Legislativo 2310 de 1974 ha sido la base de la legislación petrolera en Colombia hasta sus modificaciones de mediados de la década de 1990. Esta ley establecía que en los contratos de asociación el Estado recibía una regalía del 20% de la producción, independientemente del tamaño del yacimiento. El 80% restante, luego de cubrirse los costos, era dividido en partes iguales entre ECOPETROL y el asociado.

De acuerdo con el contrato de asociación, el Estado, a través de ECOPETROL, se convierte en socio de la compañía que tiene éxito en la exploración petrolera, lo cual significa una garantía de estabilidad de la legislación petrolera. Al encontrarse petróleo, el contrato establece que ECOPETROL participa con el 50% 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 ECOPETROL, sobre todo en aquellos contratos donde se produjeron importantes descubrimientos de petróleo, como lo sucedido en los casos de Cupiana y Cusiagua en la segunda mitad de los años noventa.

En julio del 2000, la Junta Directiva de ECOPETROL aprobó ajustes en los contratos, básicamente en cuanto a la participación de la empresa en los nuevos contratos de asociación que se suscriban (aplicados a los nuevos yacimientos descubiertos en asociación que sean declarados comerciales) se reduce del 50 al 30%, lo que significa que ECOPETROL: a) asumirá el 30% de las inversiones, b) será propietario hasta el término del contrato del 30% de los bienes adquiridos, c) y obtendrá un porcentaje inicial del 30% en la producción de hidrocarburos (petróleo y/o gas natural).

En el 2002 se promulgó la Ley 756, que modifica el sistema de regalías aún para los contratos firmados con ocasión de la Ronda del 2000, y que básicamente permite aplicar una regalía variable en función del tamaño del yacimiento y aumentar el límite inferior; permitiendo una regalía mínima del 8% para yacimientos con una producción de hasta 5 mbd.

Con estas medidas el gobierno estimó que se podrían atraer inversiones que permitan el descubrimiento de nuevas reservas de petróleo. Sin embargo, a pesar que en el período 2000-2002 se alcanzó un récord en la firma de nuevos contratos (64), hasta ahora no se ha tenido un éxito significativo con las nuevas inversiones. Por ello, en la nueva legislación, Colombia ha decidido otorgar incentivos adicionales a la inversión de manera de alcanzar el nivel necesario para el descubrimiento de nuevas reservas.

La modificación más importante del marco legal sectorial se da con la promulgación del DL 1760 del 2003. Un primer elemento importante es que esta Ley deroga todas aquellas que le sean contrarias “en especial el Decreto 0030 de 1951 y el DL 2310 de 1974.”¹

Además, los nuevos contratos incluyen una cláusula completa relativa al abandono de los campos y la necesidad de crear desde el inicio de la explotación un fondo para eliminar la formación de pasivos ambientales.

El DL 1760 establece la reestructuración de ECOPETROL, eliminando la doble función que tenía: de ente regulador y de empresa operadora sujeta a la regulación. La nueva ley establece la escisión de ECOPETROL, modificando su estructura orgánica. Ahora existen dos entidades: la ANH y La Sociedad Promotora de Energía de Colombia S.A.

La ANH es una unidad administrativa especial, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, con personería jurídica, patrimonio propio, y con autonomía administrativa y financiera; su función principal es la administración integral de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la nación. La ANH comenzó su funcionamiento oficial el 1° de enero del 2004. La segunda entidad escindida, denominada Sociedad Promotora de Energía de Colombia S.A. tiene como función principal participar o invertir en compañías cuyo objeto social esté relacionado a actividades del sector energético o con actividades similares, conexas o complementarias.

Por su parte, ECOPETROL, es la encargada del desarrollo de las actividades industriales y comerciales de propiedad del Estado. Para obtener la asignación de áreas de exploración y explotación por parte de la ANH, ECOPETROL debe competir con los particulares, participar en toda

¹ Si bien esta Ley no contempla modificaciones contractuales específicas, al derogarse el DL 2310 de 1974 queda abierta la posibilidad para cualquier modalidad de contratación (incluso la de concesión abolida por el DL 2310).

la cadena productiva del petróleo, interna y externamente, excepto en el transporte de gas natural dentro del territorio nacional.

El DL 1760 también permite la participación de sus empleados en el capital accionario, se logran instrumentos básicos de gobernabilidad y se incorporan elementos necesarios para que la empresa logre estándares de competitividad. En lo que concierne al régimen de regalías, continúa vigente la Ley 756 del 2002.

3. Estilo de gestión

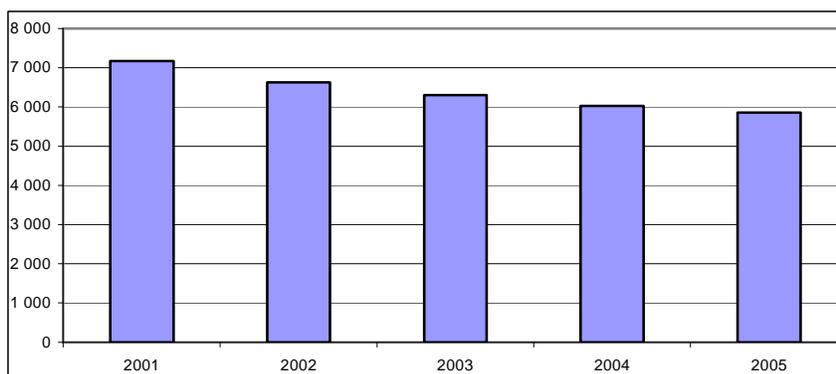
El DL 1760 del 2003 (Decreto de Transformación de ECOPETROL) estableció que la empresa estaba organizada como sociedad pública por acciones, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, siendo su denominación ECOPETROL S.A. La empresa podrá establecer subsidiarias, sucursales y agencias en el territorio nacional y en el exterior.² De hecho el 99% de las acciones de ECOPETROL eran propiedad del Ministerio de Hacienda y el 1% restante de cuatro entidades públicas también estatales.

De acuerdo al artículo 36 del DL 1760, la dirección y administración de la empresa están a cargo de la Asamblea General de Accionistas, la Junta Directiva y un Presidente. La Asamblea General designaba los miembros de la Junta Directiva y ésta al Presidente.

El DL 1760 también introdujo cambios en la estructura organizacional de ECOPETROL, pues ha variado la naturaleza de la composición de la Junta Directiva, la cual estaba íntegramente compuesta por representantes del Estado. Ahora, cerca del 50% de sus miembros representantes del sector privado. Según las autoridades del sector en Colombia esta medida permitiría un mayor dinamismo en las decisiones.

Como consecuencia, ECOPETROL emprendió un proceso de transformación interna para ajustarse a las nuevas condiciones, como son las de garantizar su viabilidad futura y prepararse para competir, en igualdad de condiciones con las demás compañías que actúan en el mercado colombiano y en el ámbito mundial.³

Gráfico 1
ECOPETROL: EVOLUCIÓN DEL PERSONAL OCUPADO EN LA EMPRESA



Fuente: ECOPETROL

El proceso de reestructuración tuvo como fin primordial liberar ECOPETROL a de la doble función de empresario y administrador del recurso petrolero, para dejar en cabeza de la nueva

² Así, tras permanecer 52 años como una empresa industrial y comercial del Estado, en 2003 se decidió modificar su estructura orgánica y convertirla en una sociedad pública por acciones, concentrada exclusivamente en buscar, producir, transportar, almacenar y comercializar hidrocarburos.

³ “Igualmente, se prevén beneficios distintos a los económicos tales como mayor transparencia, equidad, estabilidad de política, lo cual constituye una señal positiva para los inversionistas del sector, como para el Estado reflejado en una mayor eficiencia de sus empresas. Con contratos de mayor autonomía podrán mitigarse las restricciones que obstaculizan programas de exploración mas agresivos en perforación de pozos” (Banco Mundial, ESMAP, “Estudio comparativo sobre la distribución de la Renta Petrolera en Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú, 2005).

institución la administración integral de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación, soportada en tres pilares a saber:

- Contratación con compañías
- Planeación del aprovechamiento y
- Administración del recurso

Las unidades de negocio de ECOPEPETROL, se componen de cinco áreas: (i) Exploración, (ii) Producción, donde la empresa actúa bajo dos modalidades; una directa y la otra en asociación con empresas privadas, (iii) Refinación y Petroquímica, (iv) Transporte; y, (v) Comercialización.

En los últimos años el número de personal de ECOPEPETROL viene reduciéndose a una tasa promedio anual de 5%. Así, en el 2002 contaba con 7.165 personas descendiendo a 5.856 en el 2005.

Cabe agregar que desde el punto de vista tributario, ECOPEPETROL se comporta como cualquier otra empresa privada del país; es decir, tributa en las mismas condiciones.

En diciembre del 2006, el Congreso aprobó un proyecto de ley presentado por el Ejecutivo para modificar el DL 1760 del 2003. Así, la Ley 1118 establece la capitalización de ECOPEPETROL y prevé la venta del 20% de las acciones de la empresa (véase recuadro 1).

Recuadro 1

ECOPEPETROL COMO UNA EMPRESA MIXTA

En diciembre del 2006 el Congreso aprobó la Ley 1118, que convierte a ECOPEPETROL en una Sociedad de Economía Mixta, con un 20% de sus acciones en poder de socios privados, lo que permitirá que la empresa se libere de las cuentas fiscales, y cuente con independencia administrativa y financiera. Una vez constituida la sociedad, está será administrada por la Asamblea General de Accionistas, la Junta Directiva y el Presidente de la sociedad. También se establece que en cualquier caso el Estado colombiano conservará la mayoría de las acciones.

La Ley autoriza a la compañía la emisión de acciones para que sean colocadas en el mercado y puedan ser adquiridas por personas naturales o jurídicas. En este proceso, la Ley garantiza que el Estado mantendrá el control estratégico de ECOPEPETROL, conservando como mínimo el 80% de las acciones con derecho a voto de la petrolera (Art. 2).

El programa de emisión y colocación de acciones incluirá tres rondas. Las dos primeras estarán dirigidas al sector solidario, es decir, a los fondos de pensiones, cooperativas, cajas de compensación, trabajadores y pensionados de ECOPEPETROL, entidades territoriales y a los colombianos en general. Agotadas estas dos rondas, el remanente de acciones se ofrecerá al público en general, y a personas naturales y jurídicas. Además, la ley establece otros dos requisitos relacionados con los montos máximos que pueden invertir en acciones los interesados en participar en el proceso. En el caso de las personas naturales (Art. 3), la Ley dice que podrán adquirir sólo hasta cinco mil salarios mínimos legales vigentes, aproximadamente dos mil millones de pesos (830.000 dólares). Por su parte, las personas jurídicas tendrán un límite de máximo el 3% de las acciones de ECOPEPETROL en circulación.

La Ley 1118 contempla que ECOPEPETROL podrá realizar la investigación, desarrollo y comercialización de fuentes convencionales y alternas de energía; la producción, mezcla, almacenamiento, transporte y comercialización de componentes oxigenantes y biocombustibles; y la realización de cualesquiera actividades conexas.

Fuente: Elaborado por los autores a partir de información oficial.

4. Inversión

En los años 2004 y 2005 la inversión total de ECOPEPETROL ha crecido considerablemente ascendiendo a niveles de 1.080 millones de dólares y 1 296 millones de dólares, respectivamente, lo que constituye máximos históricos; asimismo, para los mismos años presentan tasas de crecimiento de 72% y 20%.

La inversión total de ECOPEPETROL, ubicada en toda la cadena de la industria hidrocarburífera, supera la inversión privada en casi todos los años.⁴ Del 2000 al 2005, el promedio de la inversión de la empresa estatal constituyó el 59% del total. En el 2005, ECOPEPETROL perforó nueve pozos exploratorios de los 35 que se perforaron a nivel nacional. A su vez, ECOPEPETROL presenta un aumento de en la perforación, si se considera que en el 2004 y en el 2003 perforó sólo uno y tres pozos, respectivamente.

⁴ Sin embargo, si se considera solo los rubros Exploración y Producción, la IED es superior a la de ECOPEPETROL, como se analiza más adelante.

Cuadro 1
ECOPETROL: EVOLUCIÓN DE LA INVERSIÓN

(En millones de dólares)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Cusiana Cupiagua	163	166	99	63	79	0
Operación Asociada	161	108	107	114	139	294
E&P	75	114	189	153	268	405
Refinación	87	119	115	149	118	138
Transporte	45	44	28	36	29	36
Investigación ICP	2	4	2	3	3	5
Gas Natural	0	0	0	0	0	0
Otros	108	10	11	111	448	418
Total	641	564	552	629	1 084	1 297

Fuente: Unidad de Planeamiento Minero Energético (UPME).

Las inversiones en exploración de ECOPETROL en esta actividad suman 96 millones de dólares, lo que representa un aumento a los años previos, frente a 92 millones de dólares en el 2004 y 52,8 millones de dólares en el 2003.

5. Reservas

Las reservas probadas de petróleo vienen presentando un descenso de promedio de 6% en los últimos cinco años, debido a la declinación de los campos más importantes que se encuentran bajo el sistema de asociación, principalmente los campos Caño Limón y Cusiana. En el 2005 las reservas descendieron a 1.453 mmb, siendo menor en 2% respecto al nivel del año anterior.

La mayor parte de las reservas de petróleo en Colombia —53,5% en el 2005— pertenecen a las empresas que operan con la modalidad de contratos de asociación, donde son socios ECOPETROL y las empresas privadas. El segundo bloque de reservas son las que pertenecen exclusivamente a ECOPETROL, las que ascienden al 45,8% del total. Además existe una cantidad marginal de 0,7% que pertenece a concesiones privadas otorgadas antes que entrara en funcionamiento la modalidad de contratos de asociación.

Cuadro 2
COLOMBIA: EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS PROBADAS DE PETRÓLEO

(Millones de barriles y porcentajes)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Asociación	1 223,3	1 095,1	955,4	914,7	828,6	777,3
ECOPETROL	725,6	727,1	663,8	618	633,1	665,8
Concesión	23	20	12,5	9,7	15,9	10,1
Total	1 971,9	1 842,2	1 631,7	1 542,4	1 477,6	1 453,2

Fuente: UPME

Las reservas en poder de los operadores bajo contrato de asociación son las que más han caído en los últimos años, contando una tasa de decrecimiento anual, entre el 2000 y el 2005, de 8,6%. De su lado, las reservas en poder exclusivo de ECOPETROL, cuentan con un decrecimiento anual de 1,6% para el mismo periodo de tiempo; no obstante, en los dos últimos años las reservas han aumentado a tasas de 2,4% y 5,2 para el 2004 y el 2005, respectivamente.

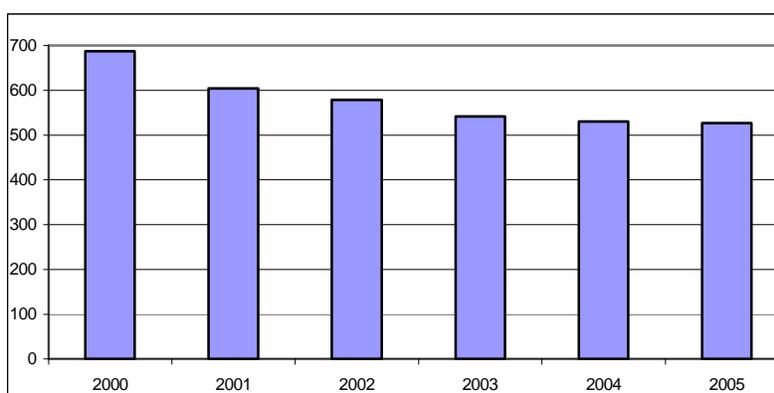
6. Producción

En el 2005, Colombia produjo 526 mbd, lo que representó una reducción de 0.4% respecto al 2004, cuando se alcanzó 528 mbd. De la producción del 2005, 138 mbd provienen de los campos operados directamente por ECOPETROL, que aumentaron 15 mbd (12%), desde 123 mbd en el 2004. Esta producción se divide en 131 mbd de producción de campos ya operados y 7 mbd de producción incremental operados por ECOPETROL (este aumento provino del mayor rendimiento de los campos ubicados en Apiay, Castilla y algunos del Magdalena Medio). La producción total que le corresponde a

(ECOPETROL directa más asociada) llegó a 311,7 mbd, 5 mbd por encima de lo obtenido en el año anterior.

El sector refinación mostró avances en el 2005, reflejados en las mejoras en la confiabilidad operacional y en la disminución de la frecuencia de accidentalidad, además del incremento de los márgenes. Asimismo, se inició el proceso para la selección del socio estratégico del Plan Maestro de Desarrollo de la refinería de Cartagena.

Gráfico 2
COLOMBIA: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO
(Millones de barriles diarios)



Fuente: ECOPETROL

7. Indicadores financieros

Los indicadores financieros de ECOPETROL presentan una buena *performance*. La utilidad de la empresa ha aumentado en los últimos años (véase cuadro 3), debido al alza de los precios internacionales de crudo y a la eficiente gestión de la empresa. Así, la utilidad neta creció de 529 millones de dólares en el 2002 a 1.401 millones de dólares en el 2005, lo que constituye un crecimiento promedio anual de 41%, para el periodo. Cabe destacar que en último año se logró un crecimiento de 74%.

Cuadro 3
EVOLUCIÓN DE LOS INGRESOS OPERACIONALES DE ECOPETROL

	2002	2003	2004	2005
Utilidad Neta	529	553	807	1 401
Activos	9 628	9 113	10 670	14 099
Patrimonio	2 881	3 200	3 824	5 735
Ingresos Operacionales	3 867	4 000	5 010	6 683

Fuente: Memorias. ECOPETROL

A su vez, los ingresos operacionales de ECOPETROL han aumentado de 3.867 dólares en el 2002 hasta 6.683 millones de dólares en el 2005.

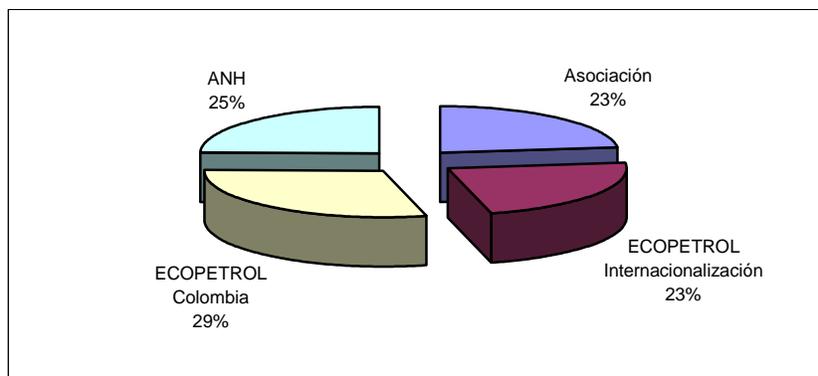
8. Internacionalización e integración energética

El mecanismo legal que le permite a ECOPETROL hacer inversiones internacionales, deriva de la aprobación del decreto 1760 del 2003. Es recién a fines del 2005 que comienza su puesta en marcha.

El proceso de internacionalización avanzó hacia la consolidación de la información y la definición de nuevas oportunidades de negocio. Para ello, se definieron mecanismos para la consecución de los recursos financieros y se seleccionó los países objetivo (Argentina, Brasil,

Ecuador, Perú, Venezuela, Trinidad & Tobago, Estados Unidos y Canadá) con los cuales se puedan establecer alianzas en exploración y producción petrolera.

Gráfico 3
COLOMBIA: DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PROYECTADA EN EXPLORACIÓN PARA 2006



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos

Para concretar adquisiciones dentro de esta estrategia, la empresa obtuvo la aprobación de un presupuesto inicial de 150 millones de dólares en el 2006. Cabe destacar que, por primera vez en la historia de ECOPETROL, se destinan fondos a buscar crudo en países vecinos y así añadir más reservas a los 1.453 mmb existentes en Colombia. Esto se consignó en el presupuesto del 2006, que también incluye una inversión de 160 millones de dólares para exploración en Colombia (en el 2005, el monto destinado para la ejecución de este rubro había sido de 100 millones de dólares).

Es necesario resaltar, que las inversiones en el extranjero que realice ECOPETROL, estarán condicionadas a varios aspectos, entre los que destacan dos:

- a) Debe buscar proyectos de bajo riesgo, empleando la figura de socio minoritario, al lado de un socio principal.
- b) Los recursos deben destinarse de preferencia a proyectos con reservas probadas.

Recientemente, el gobierno colombiano ha propuesto a Ecuador una cooperación para ayudar a PETROECUADOR a operar los campos del contrato caducado con Occidental. Asimismo, ECOPETROL evalúa alternativas de exploración en Argentina y el Golfo de México.

En Perú, ECOPETROL está interesada en el negocio del gas natural vehicular GNV, para lo cual planea asociarse con PETROPERU. El mayor interés de es ECOPETROL el gas domiciliario y el (GNV). La propuesta de los directivos de ECOPETROL a PETROPERU, realizada en septiembre del 2006, también incluye realizar actividades conjuntas de exploración y explotación de hidrocarburos.

En junio del 2006, en la zona fronteriza de La Guajira (al norte de Colombia), empezó la construcción del Gasoducto Binacional “Antonio Ricaurte”, que interconectará a Colombia y Venezuela, a través de 225 km. de tubería, entre Punta Ballena, en Colombia y Maracaibo, estado Zulia; específicamente 88,5 kilómetros en territorio colombiano y el resto en territorio venezolano. Esta empezaría a funcionar en marzo del 2007, con una capacidad de transporte de 150 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) de gas desde Colombia hasta Venezuela.

La inversión asciende a 335 millones de dólares, de los cuales el 10% será utilizado para la inversión social en las zonas de influencia de la conexión, en áreas como salud, educación, cultura y deporte. Posteriormente, la República de Panamá se sumó al proyecto, con lo cual el gasoducto Antonio Ricaurte se conectará al Gasoducto Transcaribeño, lo que interconectará a los tres países. En julio del 2006, los presidentes de los tres países, firmaron el “*Memorando de Constitución de un Comité de Negociación en materia de interconexión gasífera entre la República Bolivariana de Venezuela, la República de Colombia y República de Panamá*”, donde se designa a los Ministerios de Energía como ejecutores del proyecto.

9. Responsabilidad social

La gestión de ECOPETROL ha incrementado sus aportes a la inversión social, especialmente para aquellas comunidades que habitan en los lugares de operación de la empresa. Estos mayores aportes inciden en la ejecución de diversos proyectos de formación de la comunidad y de mejoramiento de la infraestructura básica social en educación, salud, servicios comunitarios de agua, energía, gas y vías de comunicación. Asimismo, ECOPETROL implementa planes de respeto por el medio ambiente y la promoción del desarrollo social.

En el 2002, 2003 y 2004, ECOPETROL invirtió 13,5, 11,5 y 13 millones de dólares, respectivamente, en proyectos de inversión social en todo el país.

10. Inversión extranjera

Hasta el año 2003, la IED en petróleo, en Colombia había 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%, y de 30% a partir del 2000 y la contratista con el porcentaje restante.

La IED en exploración y producción, en la década de 1990 fue superior ligeramente a la de ECOPETROL, en la misma actividad. Sin embargo, entre el 2000 y el 2004, dicha tendencia se revirtió. En el 2005 ambos sectores aumentaron considerablemente sus inversiones hasta niveles de 710 millones de dólares por parte de ECOPETROL y 789 millones de dólares por parte de las empresas privadas. En este último año, los privados vuelven a superar a la empresa estatal.

La IED en exploración alcanzó su máximo en 1998 con 343 millones de dólares, decayendo posteriormente como consecuencia de la violencia política. En el año 2000 un consorcio liderado por PETROBRAS descubrió el yacimiento Guando, con 117 mmb en reservas. Actualmente, el campo produce 33 mbd.

Con respecto a la inversión en desarrollo, entre el 2000 y el 2005, ECOPETROL ha venido manteniendo niveles superiores a los 300 millones de dólares, aumentando fuertemente en el 2005. De su lado, la IED en desarrollo venía presentando una tendencia decreciente hasta el 2004 cuando alcanzó un nivel de 140 millones de dólares; pero repuntando en el 2005 a 622 millones de dólares.

En relación a todas las actividades de la cadena productiva, la inversión total de ECOPETROL supera en todos los años a la IED. Esta última se encuentra concentrada básicamente en exploración y producción, mientras que ECOPETROL está presente en el “*upstream*” y en el “*dowstream*”.

Entre los principales proyectos provenientes de la inversión privada, que se proyectaron a inicios del 2006 figuran: (i) el proyecto de transformación de gas natural a combustibles líquidos, demandando una inversión de 3.000 millones de dólares. Este proyecto, concebido por *British Petroleum* (BP), fue posteriormente descartado, (ii) el proyecto del Meta, que posee un tratamiento similar a las actividades de los crudos pesados de la Faja del Orinoco, en Venezuela, demandando una inversión de 1 600 millones de dólares; (iii) La venta del 51% de las acciones de la Refinería de Cartagena, y (iv) la capitalización de ECOPETROL con una participación de 20% de un socio privado.

La empresa *British Petroleum* (BP), presente en los campos de Cusiana y Cupiagua, en el noreste de Colombia, tenía planeado invertir 3 000 millones de dólares en el proyecto de conversión de gas natural a combustible líquido (GTL, *Gas to Liquids*), lo que requiere la construcción de una planta industrial. Esta decisión se debió a la drástica caída sufrida en la producción de los campos de Cusiana y Cupiagua, en contraste con las abundantes reservas de gas natural en la zona. En Octubre del 2006, BP manifestó que ya no realizará dicho proyecto por su preferencia de impulsar una mayor comercialización al gas que actualmente extrae.

En Abril del 2006, ECOPETROL anunció que ocho compañías petroleras calificaron para la subasta del proyecto de extracción y procesamiento de crudo pesado por más de 1.600 millones de dólares, que deberán seguir bajo un tratamiento similar al que se sigue en la Faja del Orinoco en

Venezuela. Este proyecto conocido como proyecto Meta, sería el proyecto petrolero más importante de la historia colombiana. Se estima que podrá producir unos 200 mbd de crudo sintético y será operado por algunas de las empresas que calificaron al proceso de subasta: *Exxon Mobil*, *BP*, *Chevron*, *Petrobrás*, *Total*, *Repsol*, *Lukoil* y *China Petroleum*.

Cuadro 4
COLOMBIA: DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN PETROLERA
(Millones de dólares y porcentajes)

			2002	2003	2004	2005
ECOPETROL	497	520	540	628	1 080	1 296
EID	401	536	358	278	528	1 237
Total	898	1 056	898	906	1 608	2 533

Fuente: ECOPETROL

En relación a la refinería de Cartagena, en septiembre del 2006, el Estado vendió el 51% de las acciones de esta refinería, que constituye la segunda más importante del país. La empresa que ganó el concurso es la suiza *Glencore* al ofertar una suma de 656 millones de dólares, que incluye el precio de las acciones, así como los planes de inversión. También participaron la británica *BP*, la japonesa *Marubeni Corp.* y la brasileña *PETROBRÁS*.

B. La gestión de la industria en Ecuador

1. Introducción

Las reservas de petróleo de Ecuador en el 2005 ascendieron a 4.600 mmb, de las cuales 3.780 mmb pertenecen a *PETROECUADOR* y el saldo a las contratistas petroleras. Este nivel de reservas sitúa a Ecuador como el cuarto país con mayores reservas en la región, después de Venezuela, México y Brasil.

En el 2005 la producción de petróleo crudo en Ecuador fue de 532 mbd, de los cuales *PETROECUADOR* produjo 194 mbd (el 38% a nivel nacional), mientras que las compañías privadas produjeron, en promedio 317 mbd (el 62%). Cabe señalar que en los últimos años se ha incrementado fuertemente la producción de las contratistas, principalmente *Occidental*, *Encana* y *Repsol*.

El consumo de derivados del petróleo en el 2005 fue de 149 mbd. Ecuador es, entonces, ampliamente autosuficiente en la relación producción-consumo de petróleo, pues cuenta con importante excedentes exportables.

En Ecuador operan tres refinerías, con una capacidad de refinación de 175 mbd. La Refinería Esmeraldas es la más importante, con 110 mbd, seguido de la refinería *La Libertad* con 45 mbd, y en tercer lugar el Complejo Industrial *Shushufinfi* con una capacidad de 20 mbd.

El sector petrolero es de gran importancia para la economía ecuatoriana. En el 2005, representó cerca del 40% de los ingresos gubernamentales.⁵ Asimismo, representa más del 40% del total de exportaciones, por lo que la economía del país es vulnerable a la fluctuación de los precios internacionales. En su conjunto, el sector petrolero representa el 12% del PBI.⁶

2. Síntesis del marco legal y regulatorio

El marco legal que regula el sector petrolero en el “*upstream*”, se encuentra normado por la Constitución Política de 1998, la Ley de Hidrocarburos y lo dispuesto en el art. 35 del Decreto Supremo No. 2463, de mayo de 1978, así como por el Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas, conforme lo emite el acuerdo Ministerial No. 389. RO/ 671 de Septiembre del 2002.

Los cambios constitucionales de 1998, las enmiendas a la Ley de Hidrocarburos, y diversos dispositivos legales, tuvieron como objetivo promover la participación privada, abriendo posibilidades de asociación entre *PETROECUADOR* y empresas privadas. De esta manera, la Ley 44 de 1993, introdujo

⁵ Entrevista al presidente de *PETROECUADOR*, Luis Román, Diario El Comercio, Quito, (10/01/2006).

⁶ Información del Ministerio de Energía y Minas del Ecuador.

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.⁷

El porcentaje de participación se negocia entre el Estado y las contratistas, de acuerdo al Art. 12 de la Ley de Hidrocarburos. No ha sido posible obtener el dato individual para cada una de los 14 contratos que están vigentes. Sin embargo, documentos oficiales del Banco Mundial establecen que la participación que le corresponde al Estado para estos contratos es del 25%.⁸

La contratista, una vez entregada la participación de la producción perteneciente al Estado, dispondrá libremente de los hidrocarburos que le correspondan. Asimismo, la Ley 44 disminuyó la tasa del impuesto a la renta a 25% y se otorgaron facilidades para el movimiento de moneda extranjera dentro y fuera del país.

La Ley de hidrocarburos vigente establece diferentes niveles porcentuales de pago de regalías, en función a la cantidad de crudo extraído. Dicho porcentaje será aplicada a la producción conjunta de cada empresa incluida sus filiales, subsidiarias y asociadas. El pago de esta regalías será determinado por el ministerio del ramo, lo cual podrá ser en dinero, en especie, o parte en dinero y parte en especie. En el caso de contratos operativos las empresas no pagan regalías, debiendo ser rendidas por PETROECUADOR quien constituye el único propietario del recurso, y en el caso de contratos de participación, deberá ser cancelado por los respectivos partícipes.

El siguiente cuadro grafica el régimen de regalías:

Cuadro 5
ECUADOR: TASA DE REGALÍAS

Tasa (porcentajes)	Barril/día
12,5	[0-30 000>
14,0	[30 000-60 000>
18,5	[60 000 a más>

Fuente: Ley de Hidrocarburos

En el 2000 se promulgaron 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 del Ecuador,⁹ 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”.

Esta modificación posibilitó que el planeado oleoducto de crudo pesado pudiera ser construido y administrado por empresas privadas.¹⁰

En Ecuador existe un Fondo de Estabilización Petrolera (FEP), el cual de acuerdo a Ley, debe ser administrado por el Poder Ejecutivo.¹¹ Este Fondo fue modificado en el 2005 (ver más adelante).

⁷ Esta nueva modalidad es adicional a los contratos de prestación de servicios.

⁸ Dice el Banco Mundial (2002): Nota de Política Petrolera. La mayoría de inversiones privadas en exploración y desarrollo de nuevas reservas se realizan bajo Contratos de Participación. Esta modalidad incorporada a la Ley de Hidrocarburos en 1993 ha permitido la firma de contratos en los cuales la compañía privada corre con todos los riesgos, inversiones y costos, y comparte con el Estado la producción en proporciones de alrededor de 75% y 25% respectivamente. En 1993 se adopta también la modalidad de Contratos de Campos Marginales que siguen el modelo de participación pero permite el acceso de compañías privadas a reservas descubiertas en campos pequeños (menos del 1% de la producción nacional). En 1998 el Gobierno anterior trató de incorporar en la Ley la modalidad de contratos de Gestión Compartida (*Joint Ventures*) para permitir la asociación de Petroproducción con compañías privadas para la operación de los campos grandes. Esta iniciativa si bien contó con la aprobación del Congreso Nacional fue modificada en sus condiciones económicas iniciales y posteriormente fue declarada parcialmente inconstitucional quedando inaplicable” (página 2).

⁹ Esta Ley tiene como objetivo central la dolarización de la economía ecuatoriana.

¹⁰ Para un amplio desarrollo de este tema ver: “Reformas e Inversión en la industria de hidrocarburos de América Latina, Serie Recursos Naturales e Infraestructura # 78, CEPAL, Santiago.

El artículo 72 de la Ley de Hidrocarburos en el Capítulo VII de fijación de precios establece que los precios de los productos derivados de los hidrocarburos serán fijados por el Presidente de la República, hecho que ha originado una larga polémica en Ecuador, debido al subsidio dado en ese país por la fijación de precios menores a su costo de oportunidad.

En cumplimiento con esos criterios PETROCOMERCIAL publica mensualmente los precios de venta al público, así como el precio de venta a clientes de la comercializadora (distribuidores, consumidores, fuerzas armadas, empresas eléctricas).

Cabe mencionar que el gobierno del Presidente Ing. Lucio Gutiérrez, mediante Decreto Ejecutivo 2176 suscrito en el Palacio Nacional en Quito en octubre del 2004, declara que la Política de Estado de explotación racional de hidrocarburos, debe basarse en cuatro ejes:

- i) Mantener la relación reservas/producción a 25 años,
- ii) Ecuador deberá convertirse de importador a exportador de derivados,
- iii) Buscar el fortalecimiento de la industria nacional, y
- iv) Lograr el desarrollo sostenible y sustentable ambientalmente;

Cabe destacar que el cumplimiento de estos ejes involucró la transformación de PETROECUADOR y la Dirección Nacional de Hidrocarburos, cuya ejecución quedó a cargo del Ministerio del ramo en el 2005.

Con respecto al impacto ambiental, en el país no existe un eficiente control de las actividades petroleras, encontrándose derrames de petróleo y otras contaminaciones que afectan ríos, hogares. De su lado, los reglamentos ambientales son débiles, habiendo incumplimiento en la poca legislación ambiental existente.

Las comunidades se encuentran en una situación desventajosa para defender sus tierras, recursos y medios de vida, debido a que la política gubernamental ha optado por privilegiar al comercio internacional y a la inversión otorgándole mecanismos legales a los inversionistas del sector privado para proseguir actividades que afectan a las comunidades ubicadas cerca de los pozos de petróleo.

Durante la breve gestión como Ministro de Economía (abril-agosto del 2005), Rafael Correa eliminó el fondo de estabilización de los ingresos petroleros (FEIREP), al que acusaba de ser un mecanismo que favorecía los intereses de los tenedores de bonos de la deuda pública, al destinar por ley un porcentaje de la renta petrolera a su pago, y lo sustituyó por una "cuenta de reactivación productiva y social" (CEREPS) que favorece la inversión social y productiva por sobre el pago de la deuda externa.

Recuadro 2

EL RÉGIMEN FINANCIERO DE PETROECUADOR

La Ley Especial de PETROECUADOR y sus empresas filiales establece un particular régimen financiero para sus actividades básicas y complementarias:

1. Las actividades básicas son aquellas que comprenden la exploración, producción, transporte, almacenamiento, refinación, comercialización de petróleo, gas y derivados.

En estos casos, el régimen financiero establece que a los ingresos brutos consolidados de PETROECUADOR que provengan de estas actividades, se le deben deducir las regalías (cabe señalar que un porcentaje determinado de esta cantidad se asigna a la Junta de Defensa Nacional) y demás disposiciones legales vigentes, así como las asignaciones especiales. Además, se deducirán los costos y gastos de PETROECUADOR y sus filiales. El saldo resultante después de las deducciones antes señaladas es distribuido a través del Banco Central, de acuerdo con las leyes vigentes.

(Continuación)

¹¹ En junio de 2002 se creó el FEIREP, que recibe el 45% de los fondos que recauda el FEP. Su administración está a cargo de un operador fiduciario de mercados internacionales. Los principales recursos que alimentan a este fondo son: a) Los ingresos del Estado provenientes del petróleo crudo transportado por el Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) que no se deriven de la menor utilización del SOTE de petróleos livianos, b) los Superávits Presupuestarios del Gobierno Central; c) 45% de lo recaudado en el Fondo de Estabilización Petrolera. Por otro lado, los destinos de los recursos del FEIREP son: a) 70% para recompra de deuda pública externa a valor de mercado y para la cancelación de la deuda con el Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social (IESS); b) 20% para estabilizar los ingresos petroleros hasta alcanzar el 2,5% del PIB y para atender emergencias legalmente declaradas; c) 10% para promover el desarrollo humano, a través de educación y salud.

Recuadro 2 (conclusión)

Esto significa que, de los ingresos obtenidos, PETROECUADOR sólo retiene las cantidades suficientes para cubrir sus costos y gastos. Estos se distribuyen entre PETROECUADOR y sus filiales, en base al presupuesto financiero aprobado por el Directorio de PETROECUADOR, de conformidad con los procedimientos establecidos en el Consejo de Administración.

Adicionalmente, PETROECUADOR maneja el Fondo de Inversiones Petroleras, que corresponde a una asignación del gobierno, y que equivale al 10% del saldo resultante de las deducciones antes señaladas. De este rubro, debe destinar, con autorización del Directorio, por lo menos el 40% a inversiones de exploración y producción, y el saldo a otras inversiones, según su prioridad.

2. En lo que se refiere a las actividades complementarias de industrialización de hidrocarburos, como la elaboración de aceite y lubricantes y productos petroquímicos y en la venta de servicios, PETROECUADOR y su respectiva filial recuperan sus costos y transfieren el excedente al Ministerio de Finanzas y Crédito Público.

Fuente: PETROECUADOR.

3. Estilo de gestión

Por disposiciones de la Ley de hidrocarburos y de su Ley Especial, PETROECUADOR, tiene por objeto la ejecución, control y administración de todas las actividades relacionadas con la industria hidrocarburífera como son: Exploración, producción, refinación, comercialización y transporte del petróleo y sus derivados.¹²

PETROECUADOR es un *Holding* conformado por una casa matriz y tres filiales: (i) PETROPRODUCCION (responsable de la exploración y explotación de hidrocarburos, y su transporte hasta centros de almacenamiento), PETROINDUSTRIAL (está a cargo de la administración de las refinerías de Esmeraldas y Amazonas) y PETROCOMERCIAL (a cargo del transporte y comercialización de los derivados del petróleo para el mercado interno). Cada filial, a su vez representa una vicepresidencia para PETROECUADOR.

La filial en el “*upstream*” es PETROPRODUCCIÓN, ésta se compone de subgerencias de operaciones, exploración y desarrollo, administrativa y financiera, contando para ello con las unidades de apoyo: control de gestión, sistemas, asesoría legal y relaciones públicas. Mientras las otras dos filiales se ubican en el “*downstream*”.

Asimismo, adicional a las tres filiales al *Holding* , existen:

Las gerencias de comercio internacional, oleoducto, administración, economía y finanzas, y de medio ambiente. Las unidades coordinadoras de las rondas de licitación petrolera y la unidad de administración de contratos.

La organización de PETROECUADOR establece tres órganos principales para sus decisiones ejecutivas, además de las dependencias técnicas y administrativas necesarias para la gestión:

a) El Directorio, conformado por el Ministro de Energía y Minas quien lo preside; un representante personal del Presidente de la República, que tiene la función de Presidente Alterno; el Ministro de Finanzas y Crédito Público; el Ministro de Comercio Exterior, el Jefe del Comando Conjunto de las Fuerzas Armadas; el Secretario General de Planificación del CONADE; un representante de los Trabajadores y el Presidente Ejecutivo de PETROECUADOR. El Directorio, dispone de una secretaría como mecanismo del apoyo operativo y la unidad de auditoría interna, encargada del control administrativo, operacional y financiero.

b) El Consejo de Administración, es un órgano de decisión y está conformado por el Presidente Ejecutivo de la Empresa que lo preside y cuatro miembros designados por el Directorio.

c) El responsable legal y ejecutivo de la empresa es su presidente quien es designado por el Directorio. Tiene bajo su responsabilidad directa, la gestión técnica, financiera y administrativa del sistema.

¹² PETROECUADOR tiene por objeto "el desarrollo de las actividades que le asigna la Ley de Hidrocarburos, en todas las fases de la industria petrolera, lo cual estará orientado a la óptima utilización de los hidrocarburos, que pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado, para el desarrollo económico y social del país" (Ley de creación de PETROECUADOR, Art.2).

La principal función de PETROECUADOR es planificar sus actividades en cumplimiento de la política determinada por el Presidente de la República y ejecutada por el Ministro de Energía y Minas, que se basa en:

Optimizar el aprovechamiento de los recursos hidrocarburíferos.

Conservar y amplificar las reservas. Elaborar bases de contratación. Comercialización internacional de hidrocarburos. Inversión de utilidades de los contratistas. Régimen monetario relacionado a los hidrocarburos.

Coordinar y supervisar las actividades de las filiales. Celebrar los contratos de exploración y explotación petrolera con empresas nacionales e internacionales. Ejecutar la consolidación presupuestaria del Sistema. Ejecutar auditorías internas. Capacitar a su personal y desarrollar investigación tecnológica. Emitir y controlar normas para preservar el equilibrio ecológico.

La gestión empresarial de PETROECUADOR, se encuentra sujeto a la Ley de hidrocarburos, a su Ley Especial, a los reglamentos expedidos por el Presidente de la República y a las normas emitidas por los órganos de la empresa.

El Directorio Político de PETROECUADOR es el responsable de aprobar el plan operativo para PETROECUADOR y sus filiales; estableciendo objetivos, metas y estrategias, en cuanto a las reservas, producción, ambiental, seguridad industrial y planes de acción (lo que incluye plan de inversiones).

La empresa está afecta a la Ley Orgánica de Transparencia y Acceso a la Información Pública en su Título Segundo Art. 7 literal m, establece que en PETROECUADOR deben usarse mecanismos de rendición de cuentas a la ciudadanía, tales como metas e informes de gestión e indicadores de desempeño.

4. Inversión

La inversión ejecutada de PETROECUADOR (sin incluir Alianzas Operativas) en el 2005 ascendió a 178 millones de dólares, lo que representó un importante aumento de poco más de 38% respecto al año anterior. Sin embargo, la mayor inversión que la empresa registra en los últimos años se ubica en el 2002 con una suma de 192.3 millones de dólares. Los problemas financieros de la empresa derivados de su dependencia ante el Ministerio de Economía (ver recuadro 2 “El régimen financiero de PETROECUADOR), repercutieron negativamente en la empresa. Sumado a diversos problemas exógenos, la inversión ejecutada siempre resulta menor a los montos programados a inicio del período.

Cuadro 6
INVERSIÓN DE PETROECUADOR POR FILIAL
(En millones de dólares)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005*
Petroproducción	31,8	50,9	100,1	78,2	53,8	105,4
Petroindustrial	10,6	17,0	20,7	11,3	21,1	7,8
Petrocomercial	1,8	6,3	27,1	12,0	8,0	10,2
Oleoducto	2,9	5,2	5,9	3,5	3,4	3,5
Matriz	0,6	15,3	38,4	10,6	7,0	2,7
Total	47,7	94,7	192,3	115,6	93,3	129,5

Fuente: PETROECUADOR

Nota: Para el 2005 no se cuenta con información desagregada de Petrocomercial, Oleoducto y Matriz.

La inversión en exploración y producción, a cargo de la filial PETROPRODUCCIÓN, representa la parte más importante del gasto, siendo en promedio el 60% de la inversión total por año, cuyo monto en el 2005 ascendió a 111 millones de dólares, habiendo aumentado más del 100%, con respecto al año anterior. En el segundo orden importancia se encuentra la inversión ejecutada por la filial PETROINDUSTRIAL, con una participación promedio de 15%.

El 25% de la inversión restante se reparte en la filial PETROCOMERCIAL, la gerencia del Oleoducto y la Matriz, cuya participación en la inversión han presentado un comportamiento volátil.

Recuadro 3

LA DESCAPITALIZACIÓN DE PETROECUADOR

Según la empresa PETROECUADOR, la inversión efectiva de la empresa ha venido siendo menor a la mínima requerida¹³. Destacan que la inversión anual debiera ser la suma de los montos de depreciación más el 10% del Fondo de Inversión Petrolera, establecido en la ley de creación de PETROECUADOR.

Desde 1993 al 2005 la inversión mínima requerida por la empresa habría sido 3.941 millones de dólares (véase cuadro 7), de los cuales sólo recibió, por parte del gobierno, 1.432 millones de dólares. Así, la empresa sólo habría cubierto el 36% de sus necesidades de inversión, incurriendo de esta manera en una descapitalización.

Cuadro 7

DESCAPITALIZACIÓN DE PETROECUADOR

(En millones de dólares)

Período	Depreciación	FIP	Inversión Mínima	Inversión Efectiva	Diferencia
	A	B	C = A + B	D	E = D - C
1993-1999	1 139	691	1 830	759	-1 071
2000	212	106	317	48	-270
2001	229	89	318	95	-223
2002	231	92	323	192	-131
2003	243	121	364	116	-248
2004	251	138	388	93	-295
2005	248	153	401	129	-272
Total	2 553	1 389	3 941	1 432	-2 509

Fuente: Ministerio de Energía y Minas del Ecuador (2006).

Plan de Inversión 2006

La inversión presupuestada de PETROECUADOR para el 2006 fue 314 millones de dólares (sin incluir inversión en Alianzas Operativas).¹⁴ De esta cantidad, se tiene previsto que la filial PETROPRODUCCION abarcará el 60%, con una suma de 190 millones de dólares en actividades de exploración y producción. Cabe destacar que tres de ellos, (i) la perforación pozos verticales y/o direccionales en el Distrito Amazónico, (ii) la perforación y desarrollo del campo Pañacocha; y, (iii) adquisición de activos fijos, demandarán una suma de 112,6 millones de dólares.

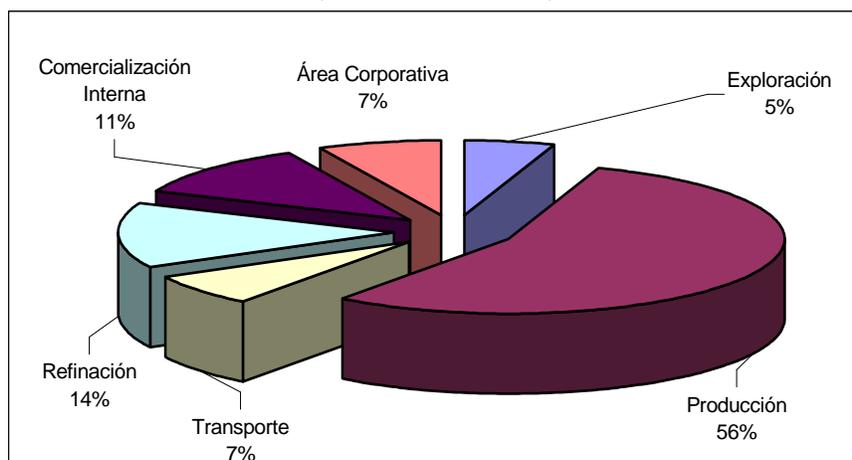
La segunda actividad en mayor importancia presupuestaria es la refinación con 45 millones de dólares, la cual se encuentra a cargo la filial PETROINDUSTRIAL. Seguidamente, se encuentra la comercialización interna con 36 millones de dólares dirigida por la filial PETROCOMERCIAL.

En cuanto al transporte de hidrocarburos, para el 2006 se prevé destinar inversiones por 21 millones de dólares, donde destaca la construcción de dos tanques de almacenamiento de crudo, a cargo de la gerencia del Oleoducto y finalmente para el área corporativa se tiene planeado 22 millones de dólares de inversión, donde destaca el monto destinado al fondo de prevención de la contaminación con 12 millones de dólares (el 55% del área corporativa).

¹³ Situación Financiera de PETROECUADOR (2006): Ministerio de Energía y Minas; PETROECUADOR.

¹⁴ Cabe añadir que el gasto de inversión que realizará PETROECUADOR en Alianzas Operativas ascenderán a 25 millones de dólares.

Gráfico 4
PETROECUADOR: INVERSIÓN PROGRAMADA 2006
 (314 millones de dólares)

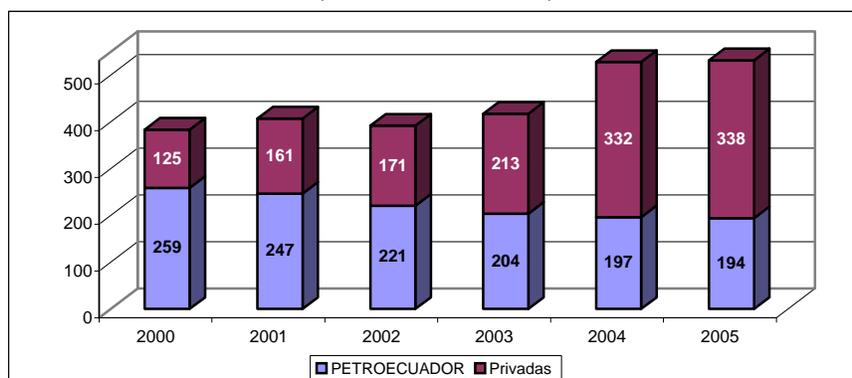


Fuente: PETROECUADOR.
 Nota: No incluye inversión en Alianzas Operativas.

5. Producción

Del 2000 al 2005, Ecuador presenta un crecimiento global sostenido en la producción de petróleo, con un promedio anual de 6% (sólo en el 2002 cae 3,7%). En el 2004, se registra el mayor incremento con 26,6%, alcanzando la cifra de 529 mbd; mientras que en el 2005 se obtuvo un ligero aumento de 0,7%, respecto al año anterior. Es importante anotar que en los últimos años parte del aumento de la producción se debe a la construcción del Oleoducto de crudo pesado, que a su vez permite una mayor participación de las empresas privadas.

Gráfico 5
ECUADOR: PRODUCCIÓN DE CRUDO DE PETROECUADOR Y PRIVADAS
 (Miles de barriles diarios)

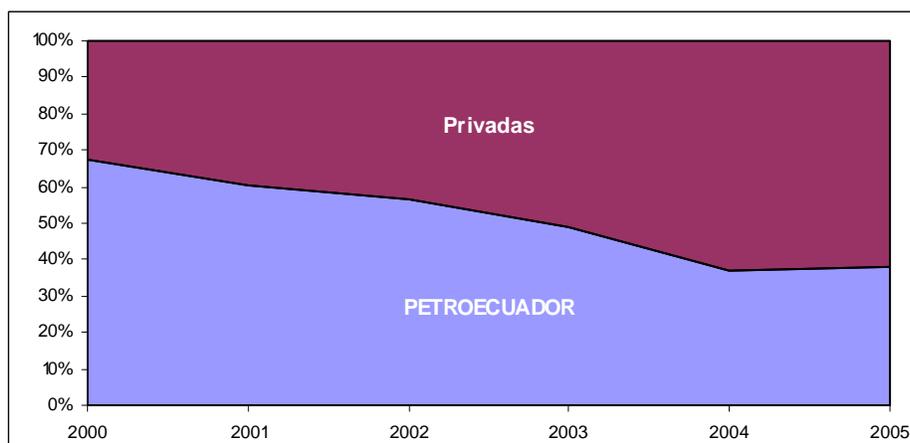


Fuente: PETROECUADOR y Ministerio de Energía y Minas - Dirección Nacional de Hidrocarburos

Algunas razones que explican el bajo dinamismo en la producción en el 2005, derivan de las paralizaciones de las comunidades de colonos e indígenas del Distrito Amazónico, el paro Biprovincial de Orellana y Sucumbíos a mediados de año. Asimismo, problemas operativos como alto *stock* en el Terminal de Balao, restricción a la producción por colapso en el sistema de reinyección de agua de formación en las áreas *Shushufindi* y *Libertador*,¹⁵ así también falta de equipos y contratos a largo plazo o definitivos para servicios permanentes por parte de PETROECUADOR.

¹⁵ Establecido a través del Decreto Ejecutivo No. 1215.

Gráfico 6
PARTICIPACIÓN EN LA PRODUCCIÓN DE PETROECUADOR Y PRIVADAS



Fuente: PETROECUADOR y Ministerio de Energía y Minas - Dirección Nacional de Hidrocarburos

Entre el 2000 y el 2005, la producción de crudo de PETROECUADOR ha venido cayendo consecutivamente a una tasa promedio anual del 5,5%, desde una producción de 256 mbd hasta 194 mbd. Por el contrario, la producción de las empresas privadas viene creciendo en un orden de 29% promedio anual, llegando a una cantidad de 317 mbd en el 2005. La producción privada supera a la de PETROECUADOR, desde el 2003; posteriormente, en el 2004 con un incremento por parte de los privados de 59,1%, expanden considerablemente su participación en la producción total.

El dinamismo de los privados, quienes operan en su mayoría en el distrito amazónico, y una minoría en el litoral del Ecuador, ha contrarrestado el negativo *performance* de PETROECUADOR. Asimismo, la producción de las empresas privadas se ha visto incentivada por la disponibilidad del Oleoducto de Crudo Pesado (OCP), que fue culminado a fines del 2003.

Recuadro 4

ECUADOR: HORIZONTE DE AUTOABASTECIMIENTO DE PRINCIPALES CAMPOS

El nuevo ministro de Energía de Ecuador ha manifestado su preocupación sobre el horizonte de abastecimiento del Ecuador. El Ministerio realizó un estudio tomando como muestra los 16 principales campos del país, tanto de Petroecuador como de las empresas privadas. El total de la muestra abarca 2.207 mmb de reservas de petróleo (poco menos del 50% del total nacional). Los resultados revelaron que con el actual nivel de producción el país solo contará con petróleo hasta 14 años, de no encontrarse nuevas reservas.

Los primeros en agotarse corresponden a aquellos que son explotados por empresas privadas. Destacan el Bloque 15 y Unificados, que perteneciera a Occidental y que ahora se encuentra en manos de Petroecuador, con un horizonte de duración de 6 años. Entre otros campos con bajo horizonte de duración destacan AEC y Perezco con 4,7 y 6,9 años respectivamente. En estos casos existe evidencia de sobreexplotación.

Cuadro 8

ECUADOR: RELACIÓN RESERVAS PRODUCCIÓN DE LOS PRINCIPALES CAMPOS

Relación reservas producción de los principales campos			
	MMB	MMB	R/P
Petroproducción			
Libertador	135,3	7,3	18,5
Auca	180,0	6,2	29,1
Lago Agrio	32,4	1,9	17,2
Shushufindi	511,4	18,8	27,2
Sacha	508,0	15,0	34,0
Sub Total Petroproducción	1 367,1	49,1	27,8
Bloque 15 y Unificados			
Complejo Indillana	27,1	5,7	4,7
Limoncocha	11,8	4,3	2,7
Edén - Yuturi	175,6	25,7	6,8
Yanaquincha	13,1	1,5	8,7
Sub Total Bloque 15	227,6	37,2	6,1

Compañías privadas			
Agip	124,6	10,5	11,9
Ecuador TLC	72,9	9,4	7,7
City Oriente	17,7	1,4	12,3
AEC	93,4	19,9	4,7
Perenco	56,1	8,1	6,9
Repsol	218,1	19,3	11,3
Encana	30,0	3,1	9,6
Sub Total Compañías Privadas	612,7	71,7	8,5
	2 207,4	158,1	14,0

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

De otro lado, el horizonte de duración de los principales campos de PETROECUADOR supera al de las privadas. Las reservas de PETROECUADOR (1.367 mmb; es decir, el 36% de las reservas totales de PETROECUADOR) tienen un horizonte de duración promedio de 27,8 años.

El consumo interno de crudo en Ecuador se ha mantenido estable en niveles promedio de 152 mbd consumidos por año, lo que representa aproximadamente la tercera parte del total de la producción fiscalizada. Debido, a que la producción presenta aumentos anuales, el porcentaje de lo que se consume internamente en relación a lo producido ha venido cayendo desde 40% en el 2000 hasta 29% en el 2005.

Cuadro 9
ECUADOR: COMERCIALIZACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO FISCALIZADO
(Miles de barriles diarios)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Producción fiscalizada	400	401	386	410	513	515
Consumo Interno	159	156	150	142	156	150
Exportaciones	239	244	231	253	355	361

Fuente: Ministerio de Energía y Minas - Dirección Nacional de Hidrocarburos.

El consumo interno de crudo en Ecuador se ha mantenido estable en niveles promedio de 152 mbd consumidos por año, lo que representa aproximadamente la tercera parte del total de la producción fiscalizada. Debido, a que la producción presenta aumentos anuales, el porcentaje de lo que se consume internamente en relación a lo producido ha venido cayendo desde 40% en el 2000 hasta 29% en el 2005.

A su vez, la exportación de crudo, ha venido aumentando en los últimos años desde niveles de 239 mbd en el 2000, hasta 361 mbd en el 2005, con un crecimiento anual de 10%. Asimismo, el porcentaje de crudo exportado en relación a la producción se ha visto aumentado desde 60% a 70%, para el mismo periodo de tiempo.

En el 2005 la exportación de crudo aumentó ligeramente en 1,7% respecto al 2004, dicho incremento contrasta con el fuerte aumento presentando en el 2004, que fue de 40%. Este comportamiento en las exportaciones guarda relación con el dinamismo de la producción nacional. Con respecto al destino de las exportaciones, en promedio, más del 50% se dirigen a los Estados Unidos, el 15% va a Perú, el 12% a América Central y un 9% a Corea.

Cuadro 10
ECUADOR: EXPORTACIONES DE PETRÓLEO POR COMPAÑÍA
(En millones de barriles diarios)

COMPAÑÍAS	2000	2001	2002	2003	2004	2005
PETROECUADOR	78	87	72	65	66	74
Occidental	19	20	20	38	77	70
City Investment, Oriente, AEC	34	26	29	28	46	47
Repsol-YPF	31	27	22	23	36	36
Otras	14	22	22	28	58	61
Regalías	62	61	65	72	72	73
TOTAL	239	244	231	253	355	361

Fuente: Ministerio de Energía y Minas - Dirección Nacional de Hidrocarburos

En el periodo 2000 – 2005 PETROECUADOR exportó en promedio el 27% del total. A pesar, que su participación ha venido reduciéndose desde 33% en el 2000 a 21% el fin del periodo, continúa siendo la primera empresa exportadora en el Ecuador. Las otras empresas exportadoras son Occidental con un promedio anual de 13%, seguido de *City Investment*, Oriente, AEC con 12% y Repsol con 10%; mientras las dos últimas presentan una participación homogénea en el tiempo, la de Occidental se ha incrementado desde 8% en el 2000 hasta 19% en el 2005.

En mayo del 2006, el Ministerio de Energía y Minas de Ecuador declara caducado el contrato de la empresa estadounidense Occidental. El tema será desarrollado más adelante.

6. Indicadores financieros

Los ingresos de PETROECUADOR ascendieron a 5.306 millones de dólares en el 2005, representando un aumento de 13% con respecto al año anterior. En los últimos tres años la utilidad del ejercicio de las actividades de la empresa, registran resultados positivos que fueron ascendiendo desde 1.617 millones de dólares en el 2003 a 2.301 millones en el 2005. Dichos resultados se explican debido al incremento del precio internacional del crudo efecto que supera la reducción en los volúmenes producidos y comercializados por parte de PETROECUADOR.

Cuadro 11
INDICADORES FINANCIEROS DE PETROECUADOR
(En millones de dólares)

Petroecuador	2003	2004	2005
Ingresos	3 358	4 105	5 306
Utilidad Operativa	1 562	2 017	2 283
Ingreso no Operativo	54	25	18
Utilidad del Ejercicio	1 617	2 041	2 301
Presupuesto General del Estado y Otros Partícipes	1 678	2 131	2 315
Saldo	-61	-89	-15

Fuente: PETROECUADOR.

Sin embargo, debido a la legislación del sector petrolero y al régimen financiero de PETROECUADOR, el Ministerio de Economía, a través del Banco Central de Ecuador, se apropia de casi toda la utilidad de la empresa, a través del pago de regalías, impuesto y fondos destinado a otros partícipes, quedando en consideración la devolución de sus costos de producción de la empresa. De acuerdo a los resultados de los Estados Financieros de PETROECUADOR, el saldo que queda de utilidades en la empresa, después del dinero distribuido al Gobierno Central y a todos los partícipes la empresa, es negativo. Esto le deja poco margen de maniobra a la empresa para sus futuras inversiones.

7. Inversión extranjera: Las rondas de licitación en el nuevo milenio y la reforma de la Ley de hidrocarburos de mayo del 2006

En la década de 1990 se realizaron cuatro Rondas de Licitación, las que tuvieron resultados positivos, pues aumentó considerablemente la presencia de nuevas empresas en el Ecuador y, también, se realizaron importantes inversiones. Para un análisis detallado de estas rondas de licitación, véase “Reformas e Inversión en la industria de hidrocarburos de América Latina”, Serie RNI, # 78, CEPAL, Santiago, 2004).

En el nuevo milenio solo se ha convocado a la IX Ronda de Licitación, el 2003, la que llegó a su fin en octubre del 2005. 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.

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 oficializó 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 el 2005 se otorgaron dos bloques, el 4 y el 5, a la empresa estadounidense *Sundown-Clipper*. El bloque 4 tiene una extensión de 300 mil hectáreas, se encuentra mar afuera, pero abarca una parte de la Isla Puná; mientras que el bloque 5, de 200 mil hectáreas, está en la plataforma continental.

Tentativa de licitación de campos de PETROECUADOR

En noviembre del 2003, se convocó a una nueva Licitación Internacional (Novena-II) para la exploración de hidrocarburos y explotación de petróleo crudo en las cuatro áreas operadas por PETROECUADOR. Se trata de los siguientes campos:

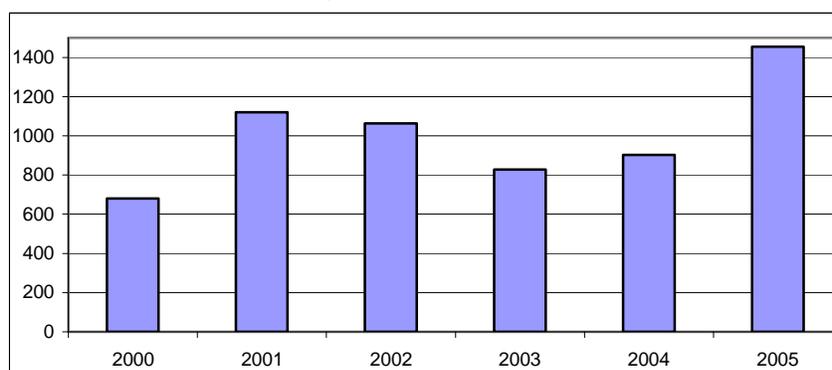
- Auca, con reservas de 199 mmb.
- Shushufindi, con reservas de 570 mmb.
- Culebra-Yulebra, con reservas de 73 mmb.
- Lago Agrio, con reservas de 62 mmb.

Si bien hubo interés de diversas empresas extranjeras, una serie de problemas legales, así como fuertes protestas políticas y sociales, llevaron a concluir el proyecto en el 2005, después de la salida del poder de Lucio Gutiérrez.

LA IED en el nuevo milenio

El aumento de la IED en exploración y producción comenzó en la década de 1990, como consecuencia de los cambios legislativos adoptados.¹⁶ El aumento de la IED continuó en el período 2000 al 2005, pues el total de la IED para esos años fue de 6.049 millones de dólares (la IED en Exploración y Producción pasó de 680 millones de dólares en el 2000 a 1.646 millones de dólares en el 2005). En el 2005, la IED presentó un aumento de 61% con respecto al año anterior.

Gráfico 7
ECUADOR: INVERSIÓN EXTRANJERA DIRECTA EN PETRÓLEO
(Millones de dólares)



Fuente: Banco Central de Ecuador.

Dentro del sector hidrocarburos, la IED, en los últimos seis años, representa en promedio el 90% de la inversión total del sector, mientras que el 10% restante corresponde a la empresa estatal PETROECUADOR. Como consecuencia del dinamismo de la inversión en exploración y desarrollo,

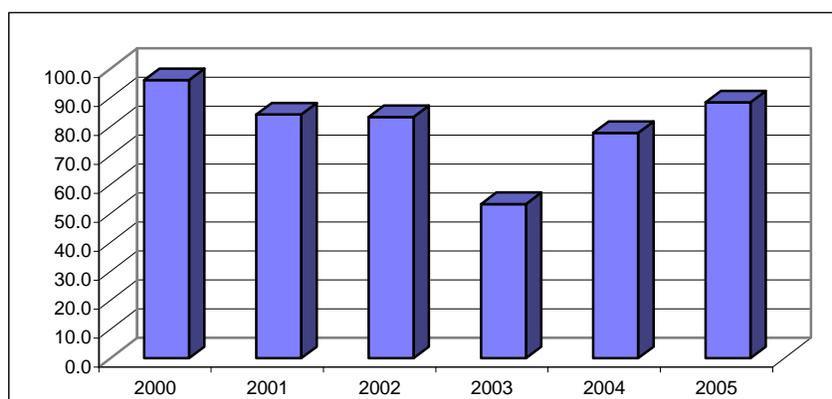
¹⁶ Ver "Reformas e Inversión, op cit, pp. 64-65.

desde mediados de los años noventa en adelante, la producción de petróleo por parte de las empresas extranjeras aumentó significativamente, como fue analizado en el acápite anterior.

Este aumento ha llevado a que la IED en petróleo sea, en promedio, el 80% del total de la IED en Ecuador, siendo su pico más alto en el 2000, cuando llegó al 96%.

Las empresas extranjeras con mayores inversiones y producción en los últimos años son Occidental *Petroleum* (Estados Unidos), *City Investing* (filial de *Alberta Energy*, del Canadá), Repsol-YPF (España), *Alberta Energy* (Canadá, que adquirió *City*) y Agip (Italia, que adquirió la participación de ARCO).

Gráfico 8
ECUADOR: PARTICIPACIÓN DE LA INVERSIÓN EXTRANJERA
PETRÓLEO RESPECTO AL TOTAL
(En porcentajes)



Fuente: Banco Central del Ecuador

En el 2005 la empresa extranjera en el primer lugar en producción fue Occidental con 71 mbd (el 14% de la producción nacional). El segundo lugar lo comparten *City* y Repsol con 39 mbd. La italiana AGIP (subsidiaria de la empresa estatal ENI), en el 2005, se convirtió en la cuarta empresa extranjera, al producir 28 mbd, casi todos procedentes de Campo Villano (Bloque 10), que entró en producción en 1997.

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.¹⁷

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 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.

¹⁷ Señalaban que habían realizado cuantiosas inversiones en explotación y en desarrollo de los bloques petroleros por montos que sobrepasan los 2.000 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, Ministerio de Energía y Minas del Ecuador, Historia del Oleoducto de Crudo Pesado.

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%), Occidental *Petroleum* (Estados Unidos, 12.26%), AGIP (Italia, 7,51%), *Kerr-McGee Corp* (Estados Unidos, 4,02%) y *Techint* (Argentina, 4,12%).

En el año 2005, el OCP transportó 159 mbd, volumen por debajo del esperado.

Recuadro 5

LA CAPACIDAD DEL CONTRATO DE OXY Y SUS IMPLICANCIAS SOBRE LA IED

En mayo del 2006, el Ministerio de Energía y Minas de Ecuador declara la caducidad del contrato de la empresa estadounidense Occidental. En el 2004 las autoridades gubernamentales denunciaron que la empresa habría cometido diversos actos ilegales, siendo el más grave el traspaso del 40% de sus acciones a la empresa Encana, en el año 2000, sin autorización del Ministerio de Energía y Minas.¹⁸ Cabe mencionar que la empresa empezó a operar en 1999, bajo la modalidad de contrato de participación.

Occidental es la principal empresa privada en Ecuador con el 14% de la producción total de petróleo crudo en el 2005. La sanción a Occidental, de acuerdo a las cláusulas del contrato, consiste en que los bienes y activos del bloque 15 (en la región Amazónica), pasen a poder de PETROECUADOR, sin pago de ninguna indemnización.

Además de la transferencia ilegal, desde hace años existen diversas disputas por parte de la empresa:

- El cobro del IGV a las empresas petroleras, incluida la OXY. Esto fue motivo de un arbitraje internacional que fue ganado por la empresa. También existen numerosos conflictos de las petroleras, sobre todo la OXY, con comunidades indígenas amazónicas debido a problemas relacionados con la preservación del medio ambiente.

- Multada en seis ocasiones por haberse apartado de las tasas máximas de producción autorizadas por la Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH), debido a que la sobreexplotación, puede perderse por la invasión temprana de agua.

- No haber notificado el inicio de las perforaciones a la DNH, infringiendo los artículos 18 y 19 del Reglamento Sustitutivo al Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas.

- No haber entregado a la Dirección Nacional de Hidrocarburos la información codificada del movimiento de crudo, obligación prevista en el artículo 31 literal c) de la Ley de Hidrocarburos.

- Incumplir la regulación de entregas de petróleo crudo al Sote.

- Incumplimiento con sus compromisos de inversión.

Fuente: http://www.conaie.org/es/ge_informes_especiales/caducidad_oxy/page_03.html

La reforma de la Ley de hidrocarburos 2006

En abril del 2006 se promulgó la Ley 2006-42, cuyo objetivo es restablecer el equilibrio económico de los contratos petroleros firmados con empresas extranjeras. La Ley 2006 establece, en su Art. 2.¹⁹ “cuando el precio promedio mensual efectivo de venta FOB de petróleo crudo ecuatoriano supere el precio promedio mensual de venta vigente a la fecha de suscripción del contrato y expresado a valores constantes del mes de la liquidación, reconocerán a favor del Estado ecuatoriano una participación de al menos el 50% de los ingresos extraordinarios que se generen por la diferencia de precios”.

La Ley se aplica a todas las petroleras que operan en el país. El Parlamento había aprobado, en principio, que la redistribución de los excedentes en porcentajes fuera de 60-40, con beneficio para el Estado. No obstante, el jefe de Estado, Alfredo Palacio, vetó parcialmente esa reforma y la

¹⁸ La transacción no contó con la autorización previa, indispensable e ineludible del Ministerio de Energía, según lo establece el numeral 11 del artículo 74 de la Ley de Hidrocarburos: “El Ministerio del Ramo podrá declarar la caducidad de los contratos, si el contratista:...11. Traspasare derechos o celebrar contrato o acuerdo privado para la cesión de uno o más de sus derechos, sin la autorización del Ministerio;”.

¹⁹ El texto completo del Artículo 2 es: Art. 2.- A continuación del artículo 55, agréguese el siguiente Participación del Estado en los excedentes de los precios de venta de petróleo no pactados o no previstos.-

Las compañías contratistas que mantienen contratos de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos vigentes con el Estado ecuatoriano de acuerdo con esta Ley, sin perjuicio del volumen de petróleo crudo de participación que les corresponde, cuando el precio promedio mensual efectivo de venta FOB de petróleo crudo ecuatoriano supere el precio promedio mensual de venta vigente a la fecha de suscripción del contrato y expresado a valores constantes del mes de la liquidación, reconocerán a favor del Estado ecuatoriano una participación de al menos el 50% de los ingresos extraordinarios que se generen por la diferencia de precios. Para los propósitos del presente artículo, se entenderá como ingresos extraordinarios la diferencia de precio descrita multiplicada por el número de barriles producidos.

dejó en porcentajes de "por lo menos el 50%". Según diferentes analistas, Ecuador podría recibir 2 millones de dólares diarios con la vigencia de esta Ley.

En agosto, el Tribunal Constitucional aprobó, en forma unánime (8 votos) la constitucionalidad de la Ley 2006-42.

8. Responsabilidad social

En el 2001, en Ecuador se promulgó el Decreto Ejecutivo 1215, Reglamento Ambiental para operaciones hidrocarburíferas. Allí se detallan las obligaciones de todos los operadores petroleros para la preservación y respeto del medio ambiente. Asimismo, el Fondo de Estabilización, Inversión Social y Productiva y reducción del endeudamiento público (FEIREP) establece que un porcentaje de sus ingresos debe dedicarse a la inversión en educación y salud.

También existe el Instituto para el Ecodesarrollo Regional Amazónico (ECORAE), creado en 1992 mediante Ley 010 (después vino la Ley 020), que planifica y facilita el desarrollo humano sustentable de la Región Amazónica. El crecimiento anual de la participación del ECORAE está establecida en su Ley de creación, donde se consigna lo siguiente: "El ECORAE tiene un ingreso fijo que tiene como base un determinado valor numérico, equivalente a 0,10 dólar por cada barril de petróleo vendido (no se toma en cuenta el precio de venta). A partir de 1998, el ECORAE recibe un incremento de 5 centavos de dólar por año por cada barril de petróleo vendido, hasta llegar a un máximo de 50 centavos de dólar" (Ley 20 de creación del ECORAE).

II. La gestión de la industria con predominio privado

En este capítulo se analizan los países en los cuales existe una gestión en la cual predomina la presencia de las empresas privadas, sobre todo en el sector “*upstream*”. Estos países son Argentina, Bolivia y Perú, donde se llevaron a cabo procesos de privatización de las empresas estatales petroleras en la década de 1990. Al mismo tiempo, se otorgaron importantes incentivos a la inversión extranjera, tanto en el “*upstream*” como en el “*downstream*”.

Estos países tienen filiaciones hidrocarburíferas distintas. Argentina es un país con reservas de petróleo de tamaño mediano en relación a América Latina, mientras que las reservas de petróleo de Bolivia y Perú son de tamaño pequeño. En lo que concierne al gas natural, las reservas de Argentina y Bolivia son de tamaño mediano (habiendo este último país incrementado fuertemente sus reservas en los últimos años). De su lado, Perú tiene reservas de gas natural que, si bien se han incrementado, son inferiores a las de Argentina y Bolivia.

El impacto del sector hidrocarburos con respecto al PIB y las exportaciones totales también difiere entre estos países. En Bolivia, donde el PIB es de 8.000 millones de dólares, el sector representa un porcentaje apreciable, tanto en relación al PIB como a las exportaciones. Para Argentina, país con un PIB de 180.000 millones de dólares, el impacto es bastante menor. Para Perú, con un PIB de 80.000 millones de dólares, el impacto es más importante que en Argentina, pero menor que en Bolivia.

En Bolivia, las políticas del Estado hacia el sector hidrocarburos han sufrido fuertes cambios en los últimos dos años, planteándose la recuperación de los hidrocarburos vía una nacionalización *sui generis*

y la revitalización de Yacimientos Petrolíferos Bolivianos (YPFB). En Argentina, se aprecia una intervención mayor del Estado en las políticas de precios internos así como en nuevos impuestos a las exportaciones petroleras, pero no se ha planteado la recuperación de YPF, creándose más bien una nueva empresa estatal. En Perú, el esquema de gestión predominantemente privado no se ha modificado. Sin embargo, en el año 2006 se ha renegociado el contrato con Pluspetrol (gas de Camisea) y se han dado medidas para reforzar las actividades de la estatal Petroperú (que solo operaba en el “*downstream*”).

1. Modificaciones legales en la década de 1990

En la década de 1990, en Argentina, Bolivia y Perú hubo importantes reformas legales para liberalizar el sector petrolero e incentivar la inversión privada. Una de los principales incentivos lo constituyó la privatización de las empresas estatales de petróleo, lo que se analiza más adelante.

En Argentina, en lo que concierne a la legislación petrolera, el Plan Argentina de 1991 (sucesor del poco exitoso Plan Houston) otorga mayores incentivos a los inversionistas extranjeros en la etapa de exploración. Uno de los más importantes es que los descubrimientos de petróleo no tienen que ser compartidos con la estatal YPF. Además, se disminuyen los compromisos de inversión en la fase de exploración. De otro lado, en el “*downstream*” se liberalizó el mercado de combustibles, estableciéndose la libertad de precios.

En Bolivia, la Ley 1689 de 1996 estableció que las inversiones en el “*upstream*” solo podían realizarse por inversionistas privados en los contratos de riesgo compartido, prohibiéndose a YPFB su participación en el “*upstream*”. La Ley 1689 también modificó el régimen de regalías que pagaban los inversionistas, reduciéndola de 50 a 18% en los campos llamados “nuevos”. Asimismo, se estableció que los contratistas podrían convertir sus contratos, adecuándolos al nuevo régimen de la Ley 1689, lo que fue llevado a cabo por la mayoría de los inversionistas. En el “*downstream*”, se modificó la legislación para permitir la inversión privada en refinerías, lo que antes era reservado al Estado. Asimismo, las actividades de transporte de hidrocarburos y distribución del gas natural también pueden ser realizadas por privados.

En Perú, en 1993 se promulgó la Ley de Hidrocarburos, que eliminó el monopolio de Petroperú en el “*downstream*” de la industria petrolera (el “*upstream*” siempre contó con la participación de empresas privadas). Asimismo, la legislación otorgó mayores incentivos a las empresas, flexibilizando las condiciones exigidas en la inversión en el “*upstream*”, eliminando la obligación de abastecer el mercado interno y autorizando la libre disponibilidad de divisas y llevar la contabilidad en dólares, entre otros. En el 2000 se promulgó la Ley de Actualización de hidrocarburos, que flexibilizó las exigencias a los contratistas en la etapa de exploración. En el 2003 se modificó la metodología de cálculo de las regalías para lograr su reducción.

Posteriormente, a partir del 2003 se realizan una serie de modificaciones en la legislación sobre el gas natural, que van en el sentido de propiciar la exportación del yacimiento del Lote 88 de Camisea (originalmente reservado al mercado interno). Los cambios legales disminuyen el “horizonte permanente” obligatorio de 20 años —establecido en la Ley 27133 de 1999— para abastecer el mercado interno, sustituyéndolo por un cierto periodo que se establezca en el contrato. En junio del 2005 se promulgó la ley 28552, que culmina este proceso de modificaciones a la legislación de gas natural.

2. Una síntesis de la privatización

En la década de 1990 los únicos países que privatizaron sus empresas de petróleo fueron Argentina, Bolivia y Perú. En cada caso se presentaron procesos diferentes en cuanto a la forma de privatización y la cantidad de activos privatizados.

En Argentina, YPF fue privatizada integrada verticalmente, si bien a principios de los años noventa el gobierno decidió la venta de algunos activos de la empresa, como los campos

marginales. Además, Gas del Estado (transporte y distribución) dejó de ser una empresa subsidiaria de YPF (posteriormente, Gas del Estado fue privatizada). La privatización comenzó en 1992-1993, cuando el Estado vendió paquetes de acciones al sector privado cuidando, sin embargo, de que estas compras fueron minoritarias, con lo que el Estado (con el 20% de las acciones) seguía teniendo el control de la empresa para poder influir en las decisiones estratégicas. En 1998-1999, el Estado le vende a Repsol el 15% de las acciones de YPF (de su paquete de 20%). Finalmente, en 1999, Repsol hace una oferta para comprar el 100% de YPF, lo que fue aceptado por el gobierno.

En Bolivia, la privatización de los campos petroleros y los gasoductos tomó una modalidad sui generis llamada “capitalización”. Con la “capitalización”, el Estado exige al inversionista aportar en inversiones el 100% de valor de mercado de las empresas, obteniendo así el inversionista acciones equivalentes al 50% del capital total de la nueva empresa. Los campos petroleros capitalizados fueron Andina y Chaco, mientras que los gasoductos se capitalizaron con el nombre de Transredes.

En el caso de las dos refinerías bolivianas sí se llevó a cabo un proceso de privatización “tradicional”, siendo ambas adquiridas por Petrobrás.

En Perú, la privatización de PETROPERÚ se inicia en 1992. En este caso, a diferencia del caso argentino donde la empresa fue privatizada verticalmente, PETROPERÚ se vendió de manera fragmentada. Se dividió a la empresa en diversas unidades de negocios para ser vendidas individualmente.

El proceso presenta dos etapas: la primera entre 1992 y 1993 cuando se venden activos como la flota petrolera, la empresa envasadora y distribuidora de GLP y 85 estaciones de servicio. La segunda entre 1996 y 1997 cuando se venden los activos más importantes de PETROPERÚ, fundamentalmente los lotes productores de la Costa Norte y de la Selva Norte, así como La Pampilla, la refinería más importante del país. Posteriormente se venden los terminales de abastecimiento y la planta de lubricantes. En 1998 el proceso tuvo que ser suspendido debido a fuertes críticas internas. Actualmente PETROPERÚ es propietario de la refinería en Talara, el Oleoducto Nor-Peruano y terminales y plantas de abastecimiento de combustibles en el interior del país.

3. Argentina, Bolivia y Perú en el nuevo milenio

En Argentina, a partir de la devaluación del 2002, el nuevo gobierno introduce la pesificación de las tarifas, el congelamiento temporal de los precios en boca de pozo y se llevan a cabo diversos acuerdos entre el Estado y las empresas petroleras para mantener restringido el precio de los combustibles. Además, se dictan medidas para obtener mayores ingresos tributarios, estableciéndose impuestos a las exportaciones de petróleo (retenciones), con lo que se logró aumentar la recaudación fiscal.

En el 2004 se creó la empresa Energía Argentina S.A. (ENARSA), que puede participar en toda la cadena de la industria hidrocarburífera, aunque se estableció que su misión principal es impulsar una mayor exploración. En octubre del 2006 se aprobó la Ley 26.154, que brinda beneficios fiscales a la exploración y explotación, siempre y cuando las empresas se asocien con ENARSA.

Bolivia es el país que ha dado el mayor giro en cuanto a su política petrolera, retornando a un esquema de predominio estatal. Con el referéndum del 2004, que buscaba redefinir la política energética del país, se evidenció la voluntad mayoritaria de recuperación de los recursos naturales y repotenciamiento de la empresa estatal. Los cambios empiezan en el 2005 con la Ley 3058 que deroga la anterior Ley 1689 y declara que los contratos suscritos con las empresas privadas deben adecuarse a nuevas modalidades. Asimismo, se crea un nuevo impuesto llamado Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) con una tasa de 32%, que representa una alícuota para llegar al 50% que regía antes de la Ley 1689.

En mayo del 2006, se decretó la nacionalización de los hidrocarburos, estableciéndose la ilegalidad de los actuales contratos, debido a que éstos no habían sido ratificados por el Congreso como establece la Constitución. Asimismo se señala que, habiéndose cumplido el plazo fijado por la Ley 3058 (mayo del 2005) para que las empresas suscriban nuevos contratos, se les otorgará a estas un plazo adicional de 180 días para suscribir a nuevos contratos de servicios.

Además, se establece una tasa adicional de 32%, la cual será destinada a potenciar YPF, con lo cual el pago de regalías e impuestos alcanza el 82% del valor bruto de producción. La tasa adicional será variable, pues una parte de ella estará destinada a reembolsar a las empresas por las nuevas inversiones que realicen, lo que se acordará en cada contrato.

Sumado a lo anterior, actualmente se encuentra pendiente la propuesta del gobierno de recuperar la mayoría accionaria en las empresas que fueron capitalizadas: Andina y Chaco, que son productoras de petróleo, y Transredes (que posee los ductos de petróleo y gas). También el gobierno ha planteado recuperar la mayoría accionaria en las dos refinerías privatizadas al 100%, que hoy son propiedad de Petrobrás. En todos los casos, las negociaciones con las empresas aún no han concluido.

En Perú, las políticas de liberalización e incentivo a la inversión privada han continuado en los sucesivos gobiernos. Del 2000 al 2005, destaca la flexibilización en los términos contractuales en el “*upstream*”, así como la modificación de la legislación sobre gas natural, orientado a permitir la exportación de gas natural del Lote 88 de Camisea.

Sin embargo, desde principios de la década se advierte que las percepciones de la población están en contra de proseguir el proceso de privatización de las empresas estatales, lo que se cristaliza en junio del 2002 cuando, luego de grandes manifestaciones en Arequipa, el gobierno suspende el proceso de privatización. Así, en junio del 2004 el Congreso promulga una ley que excluye a Petroperú del proceso de privatización. En julio del 2006, antes de la asunción de mando del nuevo gobierno, el Congreso dictó una ley para el fortalecimiento de la empresa estatal de petróleo Petroperu, lo que incluye la posibilidad de inversiones en el *upstream*, en alianza estratégica con otras empresas. Con la llegada del nuevo gobierno, la política de fortalecimiento de la estatal Petroperú se ha fortalecido, planteándose alianzas estratégicas, tanto para una mayor intervención en el “*upstream*” como en el “*downstream*”.

El nuevo gobierno también ha renegociado el contrato de explotación de gas natural del Lote 88 en lo que respecta al precio del gas natural para el mercado interno. Este precio, que según el contrato inicial estaba indexado a los precios internacionales del residual, se ha modificado y la nueva fórmula establece variaciones con respecto a la inflación. El gobierno también está negociando con las empresas de transporte (ductos de gas y de líquidos a la costa) y de distribución (Lima), una serie de cambios orientados a asegurar un transporte adecuado y seguro, así como un mayor número de clientes en gas natural vehicular y domiciliario.

4. Reservas e inversión

En Argentina, Bolivia y Perú la IED en el “*upstream*” del sector petróleo y gas ha tenido trayectorias distintas, lo que ha incidido de manera diversa en el descubrimiento de nuevas reservas y en la capacidad de producción.

En Bolivia, la IED en exploración aumentó fuertemente a fines de los años noventa, lo que dio lugar a un fuerte crecimiento de las reservas de gas en el departamento de Tarija. Sin embargo, no hubo descubrimientos nuevos de petróleo, lo que indicaría la filiación gasífera del territorio boliviano. En lo que concierne a la IED a explotación, se incrementó notablemente la capacidad de producción de gas (sobre todo para la exportación), mientras que se mantuvo estable la capacidad de producción de petróleo en los bajos niveles existentes (50 mbd).

En Argentina, debe distinguirse entre la re IED alizada para comprar activos petroleros existentes (llamada “*brownfield investment*”) y la IED realizada para el desarrollo de nuevos proyectos de exploración y explotación (“*greenfield investment*”). La IED “*brownfield*” tuvo su momento más alto en 1999, cuando Repsol compró los activos de YPF. Luego, en el 2002, Petrobrás compró los activos de Pérez Companc, la segunda petrolera argentina más importante.

En lo que concierne a la IED en exploración de petróleo y gas (“*greenfield*”) después de la privatización total de YPF (1999), ésta disminuyó con respecto a los años ochenta y noventa. Esto trajo como resultado que las reservas de petróleo y gas comenzaran a descender desde el año 2000, situándose actualmente en niveles preocupantes para el autoabastecimiento. En este caso, la gestión predominantemente privada ha tenido una *performance* inferior a la anterior, donde YPF era el actor principal.

Con respecto a la inversión en explotación, ésta tuvo un mejor comportamiento lo que llevó a un aumento de la producción de petróleo y gas. Esto permitió un aumento de las exportaciones de petróleo y también de gas (sobre todo a Chile). Sin embargo, del 2000 en adelante, el impacto de la no reposición de las reservas de petróleo ha determinado una disminución en la producción. En el caso del gas, la producción ha aumentado durante todo el periodo, a pesar de que tampoco hubo una reposición de las reservas de gas. Así, el horizonte de producción de gas ha disminuido, pasando de 17 años en el 2000 a tan solo ocho años el 2005.

En Perú, la IED en exploración de petróleo y gas aumentó fuertemente en la década de 1990, pero no se realizaron descubrimientos significativos en petróleo, por lo tanto, no han aumentado las reservas. En lo que concierne al gas natural, se descubrió el Lote 56 en la selva sur (cabe señalar que el Lote 88 fue descubierto en la década de 1980, aunque la IED en explotación solo comenzó en el 2001), con reservas de gas natural (aunque menores a las del Lote 88).

En lo que concierne a la IED en explotación de petróleo, ésta no ha tenido aumentos importantes, en la medida que no ha habido nuevos descubrimientos. Tampoco aumentó de modo significativo la inversión en explotación en los campos productores de petróleo.

La IED en desarrollo y explotación de gas natural en Perú sí ha tenido un desarrollo importante, pues se puso en producción el Lote 88, con una inversión de 850 millones de dólares del 2001 al 2005 (adicionalmente se invirtieron 800 millones de dólares en los ductos de gas y líquidos y 70 millones de dólares en la distribución).

Actualmente, ha comenzado la inversión para la explotación del Lote 56. Se estima que este proyecto demandará una inversión, en el Perú, de 2.200 millones de dólares, desagregada de la siguiente manera: desarrollo de los campos “*upstream*”, 550 millones de dólares. En el “*downstream*” habrían inversiones para la ampliación del actual gasoducto (550 millones de dólares) y la construcción de la Planta de Licuefacción: 1 100 millones de dólares.

5. Estilo de gestión

En Argentina, el estilo de gestión con predominancia privada no ha tenido un impacto positivo en el descubrimiento de nuevas reservas de petróleo y gas natural, como se ha visto. Por el contrario, éstas han disminuido y hoy el país enfrenta problemas de desabastecimiento.

La percepción de este problema por parte de los nuevos gobiernos desde principios del 2002 es que el estilo de gestión con predominancia privada no ha llevado a cabo las inversiones necesarias para el incremento de las reservas en Argentina, por varias razones entre las cuales destaca una lógica de internacionalización de las actividades en la cual las prioridades pasan a ser fijadas por la Casa Matriz Repsol-YPF. En esta lógica está el hecho que hubo un mayor desarrollo de las reservas de gas en Bolivia por parte de Repsol, país que ahora aumentará sus exportaciones a la Argentina. También se menciona que las nuevas inversiones realizadas por las empresas a fines de la década de 1990 (época de bajos precios internacionales del petróleo), estuvieron dedicadas

mayormente a la extracción acelerada de hidrocarburos de los campos existentes, disminuyendo sustantivamente la inversión en exploración de nuevas reservas. También la existencia de diversos contratos privados para la exportación de gas a Chile (se construyeron cuatro gasoductos desde mediados de los años noventa) influyó en la extracción acelerada de las reservas.

Es en este contexto que se generaliza la percepción de que es necesaria una mayor intervención del Estado en la industria hidrocarburífera. Esto se ha traducido en medidas de emergencia ya señaladas (debido a la devaluación: pesificación de las tarifas y congelamiento de precios), así como en mayores impuestos a las exportaciones (retenciones). También el Estado decidió volver a crear una empresa estatal (ENARSA) para impulsar la exploración y mejorar las condiciones de abastecimiento. En la reciente negociación para una mayor importación de gas de Bolivia, se asigna a ENARSA un mayor rol empresarial en este proceso.

En Bolivia, la percepción de la existencia de una inapropiada gestión de los recursos naturales proviene, más bien, de una nueva interpretación política de la gestión estatal del sector. De un lado, sucesivos informes técnicos demuestran que las reservas de varios de los megacampos de gas natural de Tarija ya habían sido descubiertas por YPF a fines de la década de 1980, pero no fueron declarados comerciables. Sin embargo, la nueva Ley 1689 de 1996 consideró que estos campos debían ser declarados “nuevos”, con lo cual la regalía disminuyó del 50 al 18%, con el consecuente perjuicio para el Estado.

De otro, debido a diversos problemas geopolíticos que el gobierno boliviano considera que no han sido resueltos, creció la resistencia en diferentes partidos políticos, medios de opinión y la ciudadanía en general, que las exportaciones de gas natural no debían realizarse por un puerto chileno, como lo planteaba el consorcio exportador *Pacific LNG*. Fuertes movilizaciones populares llevaron a la caída del gobierno de Sánchez de Losada en el 2003. Posteriormente, en el 2004, se realizó un referéndum sobre las políticas petroleras, que determinó una posición ampliamente mayoritaria para la recuperación de la soberanía de Bolivia sobre sus recursos naturales. En el 2005, se promulgó una nueva Ley de hidrocarburos que eleva la regalía y ordena que se suscriban nuevos contratos con las empresas extranjeras. En el 2006, el decreto de nacionalización establece que los contratos firmados con la Ley 1689 de 1996 son ilegales porque no cumplieron con el mandato constitucional de su ratificación por el Congreso. Asimismo, establece que el Estado boliviano es el propietario de los hidrocarburos en todas las fases de la cadena productiva, por lo que se suscribirán nuevos contratos de servicios con las empresas extranjeras. De otro lado, el Estado boliviano también recuperará la mayoría accionaria en los lotes petroleros y la infraestructura de ductos de petróleo y gas capitalizados, así como la mayoría accionaria en las dos refinerías que fueron privatizadas al 100%.

Así, en Bolivia se ha producido una reversión total de las políticas de mediados de la década de 1990.

En el caso peruano, la gestión con predominancia privada no ha producido aumentos en las reservas de petróleo, las que se encuentran estancadas. Sin embargo, sí se han producido importantes inversiones en la explotación del gas de Camisea (Selva sur del Perú), que llegó a la costa en agosto del 2004.

La percepción positiva acerca de la llegada del gas de Camisea está matizada, sin embargo, por las constantes críticas a diferentes hechos provenientes del “*downstream*”: los altos precios del GLP (que llevaron al gobierno a intervenir para decretar que el precio de venta en el mercado interno no podía ser mayor que la paridad de exportación); a los altos precios del gas natural, cuya fluctuación estaba atada a los precios internacionales del petróleo residual; a las frecuentes roturas del ducto de líquidos de la selva a la costa y la poca masificación de la demanda de gas natural en la ciudad de Lima. También en estos casos, el nuevo gobierno ha decidido que el Estado debe asumir un mayor rol regulador.

En lo que concierne a PETROPERÚ, el balance general desde principios del 2000 es que los activos restantes de la empresa no deben ser privatizados. Así, en el 2004 el Congreso dictó una ley que excluye a PETROPERÚ del proceso de privatización y, en el 2006, se dictó una ley para su fortalecimiento y modernización, lo que incluye su participación en todas las fases de la actividad petrolera.

Finalmente, el proyecto de exportación de LNG del gas de Camisea (Lote 56) por parte del consorcio Perú LNG comenzó formalmente sus actividades en el 2005. Existen críticas al proyecto pues se asevera, de un lado, que la exportación de gas pondría en peligro el abastecimiento del mercado interno y, de otro, que los precios de exportación no garantizan un adecuado retorno al Estado peruano.

Se puede afirmar, entonces, que en el Perú prosigue el estilo de gestión con predominancia privada, aunque, ahora, hay un mayor rol regulador del Estado y está en marcha un proceso de fortalecimiento de Petroperú.

A. La gestión de la industria en Argentina

1. Introducción

Las reservas de petróleo en Argentina, vienen cayendo considerablemente, después de alcanzar su nivel máximo en 1999 con 3.076 mmb de reservas probadas. En el 2005 solo fueron 1.976 mmb, por lo que su autoabastecimiento está en peligro, porque la relación reservas/producción es solo de ocho años. Argentina ocupa el quinto lugar en América Latina después de Venezuela, México, Brasil y Ecuador, en cuanto a reservas de petróleo.

En la década del 1990 la producción tuvo un crecimiento importante, llegando hasta 803 mbd en 1999. A partir de entonces la producción empezó a decrecer alcanzando a la cifra de 666 mbd en el 2005. Sus exportaciones también aumentaron fuertemente en los años noventa, mientras que en los últimos años se registra una reducción. En el 2005 se llegó a un volumen exportable de 329 mbd, destinados principalmente a Chile, mientras que cantidades menores van a Brasil y otros países vecinos.

Argentina tiene importantes reservas de gas natural, que también han disminuido, desde 27 bpc en el 2000 a 16 bpc, lo que la sitúa en cuarto lugar después de Venezuela, México y Bolivia. Argentina es el primer productor y segundo consumidor de gas natural en la Región (después de México), habiendo desarrollado esta industria desde fines de los años cuarenta.

En el 2005, Argentina produjo 4.964 millones de pies cúbicos diarios, mientras que su consumo fue de 3.927 millones de pies cúbicos diarios. El resto de la producción, 630 mmpcd, se exportó principalmente a Chile, 95%, y en menor proporción a Brasil, 4% y a Uruguay, 1%.

2. Síntesis del marco legal y regulatorio

El sector hidrocarburos en Argentina se caracteriza por haber atravesado dos periodos de reformas con contenido contrario. En el primer periodo, desde fines de los años ochenta, se planteó que para alcanzar los objetivos de abastecimiento interno y bajos precios, se debían implementar políticas de liberalización del sector e incentivos a la inversión extranjera para asegurar la oferta futura, a través de nuevas exploraciones (Campodónico, 2004). Este primer periodo también incluyó la privatización de la estatal YPF (Kozulj R., 2002).

A comienzos del 2002, debido a la crisis económica, se tomaron medidas de contenido opuesto. Así, el gobierno optó por políticas de mayor intervención estatal y de negociación con las empresas productoras. Se puso en marcha el congelamiento de los precios de los hidrocarburos, así como un impuesto (retención) a las exportaciones. También se han dictado dispositivos legales para incentivar la exploración. Asimismo, se procedió a la creación de ENARSA, empresa estatal de hidrocarburos, que si bien puede participar en toda la cadena productiva, tiene como principal función promover la actividad exploratoria.

Reformas legislativas de incentivos a la inversión extranjera hasta el 2002

La reforma petrolera se inserta en las políticas de privatizaciones que el país emprendió a principios de los años noventa. El objetivo declarado fue maximizar el valor presente de los hidrocarburos para ayudar a equilibrar las cuentas externas. Algunos de los incentivos de la reforma fueron la libre disponibilidad del petróleo en el mercado y la desregulación de los precios del crudo y sus derivados. De otro lado, antes de privatizar YPF, se procedió a la reconversión en concesiones a todos los contratos de producción que unían a YPF con empresas privadas, se licitaron de algunas áreas de YPF y se vendieron algunos de los activos que tenía esta empresa en el “downstream”.

En 1991, en el marco de otorgar mayores incentivos para la exploración de petróleo, se dio por terminado el Plan Houston y se dio inicio al Plan Argentina. Una de las modificaciones legales más importantes del Plan Argentina es que las empresas que descubran crudo no deberán compartirlo con YPF y podrá disponer libremente de los mismos. La empresa sólo retribuirá al país pagando la regalía petrolera a la provincia correspondiente, así como los impuestos a las ganancias que impone toda actividad comercial.

La privatización de YPF tuvo dos etapas: entre 1991 y 1993 se privatizan algunos activos (venta de áreas marginales, áreas centrales y otros activos). En 1994 se procede a la venta de acciones de YPF en la Bolsa de Valores de manera diversificada, reteniendo el Estado un importante paquete de acciones, lo que le permite seguir controlando la empresa sin tener mayoría accionaria. Posteriormente, a partir de 1997-1998, continuó el proceso de privatización, el mismo que terminó con la adquisición por parte de Repsol del 98.23% de YPF (Kozulj, op.cit.).

La emergencia económica del 2002 y las modificaciones a las leyes de hidrocarburos

La nueva legislación sancionada, a partir del 2002, tiene como marco la Ley 25.561 (Ley de Emergencia Económica), que otorgó al Poder Ejecutivo, en el marco de la ruptura de la convertibilidad, poderes especiales para reordenar la economía. Las principales medidas fueron la pesificación y congelación temporal de los precios de los hidrocarburos en boca de pozo. Cabe destacar que la legislación previa al 2002 solo restringía los márgenes de libertad de los inversionistas en la prohibición de exportar hidrocarburos si estos no fueran suficiente para abastecer el mercado interno.

Con 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 estable el nivel de precios.

Mediante Resolución N° 85/2003 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, de las naftas y el gas oil, conocido con el nombre “Acuerdo de Bases”.

En el 2004, debido a la crisis energética del gas natural y el desabastecimiento interno, el gobierno aprueba la Resolución 208/04, que establece un acuerdo con las empresas productoras para garantizar el abastecimiento interno en firme, a cambio de incremento graduales en el precio (“sendero de precios”) hasta alcanzar los niveles vigentes a inicios de la convertibilidad, meta que debía alcanzarse a fines del 2006.²⁰

El decreto 310/2002 de febrero del 2002 estableció un impuesto a la exportación (retención) del 20% al petróleo y de 5% para los productos refinados. También el gobierno se comprometió a mantener la libre disponibilidad del 70% 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.

²⁰ Cabe mencionar que el gobierno ha venido incumpliendo el acordado “sendero de precios”. Así, por ejemplo, en el 2006 se congeló el precio del gas natural comprimido (GNC). De otro lado, si bien la legislación vigente establece que el precio del petróleo es libre, existen acuerdos informales de precios con los empresarios, tanto en los precios en boca de pozo como en la distribución minorista.

En mayo de 2004, con la Resolución 337/2004, el gobierno incrementó el impuesto a las exportaciones de crudo del 20% al 25%. Adicionalmente, estableció para las exportaciones de gas natural una retención del 20%, mientras que la retención para los productos refinados se mantuvo en 5%. Posteriormente, en agosto del mismo año, con la Resolución 532/2004 se produjo un nuevo aumento del impuesto a las exportaciones de crudo, por encima del 25% vigente, adicionando alícuotas variables entre el 3% y 20%, dependiendo de los precios del crudo WTI que estuvieran entre 32 y 45 dólares/barril, respectivamente, con lo que, en el caso máximo, el impuesto podría llegar a ser 45%.

Cuadro 12
ARGENTINA: IMPUESTO A LAS EXPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO

Precio WTI dólar/ barril	Alícuota adicional	Alícuota total
De 32,01 a 34,99	3,0	28,0
De 35,00 a 36,99	6,0	31,0
De 37,00 a 38,99	9,0	34,0
De 39,00 a 40,99	12,0	37,0
De 41,00 a 42,99	15,0	40,0
De 43,00 a 44,99	18,0	43,0
De 45,00 a más	20,0	45,0

Fuente: Resolución 532/2004.

En julio del 2006 se aprobó aumentar el impuesto a las exportaciones de gas natural de 20% a 45%, tasa que empezará a regir desde enero del 2007. Dicho gas es exportado en 95% a Chile, y en menor medida a Brasil y Uruguay. El aumento de la retención se debe al acuerdo de comercialización de gas entre Bolivia y Argentina, donde el segundo aceptó que el gas suba de 3,20 a 5,00 dólares por mil pies cúbicos, lo que significa un alza de 56%.

De otro lado, el pago de regalía está estipulado en el artículo 59 de la Ley de Hidrocarburos Nº 17.319. Se realiza mensualmente a la provincia correspondiente, siendo la alícuota de 12% del valor de boca de pozo del hidrocarburo líquido extraído (se descuenta el valor del flete). Asimismo, el régimen tributario establece un impuesto a las ganancias de 35%.

De otro lado, en octubre del 2004, la Ley 25.943 creó la empresa Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA), la misma que podrá llevar a cabo todas las actividades productivas en el sector hidrocarburos.²¹ La ley le concedió a ENARSA una cantidad de áreas *off shore* poco exploradas.

Por el lado del aseguramiento de la oferta futura, el gobierno, ha venido aprobando mecanismos para incentivar la exploración de nuevas reservas. Para poder regular esta actividad, se promulgó en el 2003 el Decreto PEN 1142/2003, que establece que la Dirección Nacional de Exploración, Producción y Transporte de Hidrocarburos debe efectuar el seguimiento y control de la ejecución de los planes de exploración y explotación de hidrocarburos.

En octubre del 2006, continuaron los incentivos a la exploración y explotación de petróleo y gas natural, aprobándose la ley 26.154, la que se aplica a todas las provincias de Argentina y a la plataforma continental de la misma. Los incentivos se refieren a beneficios fiscales, como es la devolución anticipada del IVA para bienes de capital y la amortización acelerada de todos los gastos de inversión en tres cuotas anuales, iguales y consecutivas, lo que reduce el pago del impuesto a las

²¹ “Créase ENARSA, la que tendrá por objeto llevar a cabo por sí, por intermedio de terceros o asociada a terceros, el estudio, exploración y explotación de los Yacimientos de Hidrocarburos sólidos, líquidos y/o gaseosos, el transporte, el almacenaje, la distribución, la comercialización e industrialización de estos productos y sus derivados directos e indirectos, así como de la prestación del servicio público de transporte y distribución de gas natural, a cuyo efecto podrá elaborarlos, procesarlos, refinarlos, comprarlos, venderlos, permutarlos, importarlos, o exportarlos y realizar cualquier otra operación complementaria de su actividad industrial y comercial o que resulte necesaria para facilitar la consecución de su objeto. Asimismo, la Sociedad podrá por sí, por intermedio de terceros o asociada a terceros, generar, transportar, distribuir y comercializar energía eléctrica. La Sociedad podrá realizar actividades de comercio vinculadas con bienes energéticos y desarrollar cualquiera de las actividades previstas en su objeto, tanto en el país como en el extranjero” (Ley 25.943, Art. 1)

ganancias. La nueva ley promocional establece que para acceder a estos beneficios, los operadores privados deben asociarse obligatoriamente a ENARSA. Sólo en el caso de renuncia expresa por parte de ENARSA, los interesados podrán continuar el trámite de adjudicación sin el requisito de la asociación.

Recuadro 6

COMPOSICIÓN ACCIONARIA DE ENARSA

ENARSA es una sociedad anónima en la cual el Estado tiene la mayoría accionaria, a través de una modalidad sui generis de estructura accionaria. De acuerdo a dicha estructura, existen 4 tipos de acciones:

1) las acciones ordinarias de clase A, que tienen derecho a voto y a elegir miembros al Directorio. El Estado Nacional es propietario del 53% del capital de la empresa a través de estas acciones;

2) las acciones ordinarias de Clase B y C. Al igual que las acciones de Clase A, tienen derecho a voto y a elegir miembros al Directorio. Estas acciones son de propiedad de las 23 provincias más la capital y equivalen al 12%.

3) las acciones de Clase D, son acciones de acciones de tipo preferencial y equivalen al 35% del total del capital accionario. Las acciones preferenciales no tienen derecho a voto (no integran el directorio de ENARSA); en cambio reciben una mayor proporción en dividendos que las acciones ordinarias (mayor en 5%). Dentro de las acciones preferenciales, nadie puede poseer más del 3% de estas acciones. Con esta disposición se busca evitar que algún grupo económico pueda controlar la empresa.

Composición Accionaria de ENARSA		
Estado Nacional (53%)	Estados Provinciales (12%)	Privados (35%)
- Acciones ordinarias Clase A	- Acciones ordinarias Clase B y C	- Acciones preferidas patrimoniales Clase D
- Un voto por acción	- Un voto por acción	- Sin derecho a voto
- No gravables	- No gravables	- Dividendos "pari passu" con las acciones ordinarias más de un 5% por acción.
	- Podrán ser vendidas sólo al Estado Nacional	- Sujetas a oferta pública y cotización bursátil
		- Máxima tenencia, 3% de total de las acciones de Clase D

Fuente: ENARSA.

Las acciones de propiedad del Estado y de las provincias son ordinarias y son no gravables; es decir, no se pueden utilizar para otra finalidad. En caso que las provincias deseen vender sus acciones, estas sólo podrán ser compradas por el Estado.

ENARSA es fiscalizada, a través de tres vías. La primera por parte de la Sindicatura General de la Nación (SIGEN), que controla todas las instituciones donde hay dinero o acciones del Estado. La segunda es mediante auditoría interna. La tercera se realiza a través de la Bolsa de Valores (ENARSA está inscrita en Bolsa), pues sus Estados financieros son dados a conocer regularmente a los inversionistas que compran acciones preferenciales de la empresa.

Fuente: Ley de creación de ENARSA (Ley 25.943) y ponencia de Ezequiel Espinosa, Presidente de ENARSA, en Ministerio de Energía y Minas del Ecuador (2006).

3. Estilo de gestión

Hasta 1998, las empresas nacionales dominaban ampliamente el sector “*upstream*”. En primer lugar venía la estatal YPF con el 51,7% del total de la producción, seguida por las privadas argentinas Pérez Companc, San Jorge y TECPETROL con el 12,3, 7,7 y 3,6%, respectivamente (Kozulj, 2002 Capítulo II). Así, el estilo de gestión tenía un carácter mixto, pero con predominancia de la estatal YPF. Recordemos que desde 1992, comienza un proceso de apertura de YPF al capital privado, pero manteniendo la mayoría accionaria en manos del Estado.

Esta situación comienza a cambiar desde 1997-1998, cuando se decide vender importantes paquetes de acciones de YPF en el mercado internacional, aunque preservando la capacidad del Estado para orientar las políticas de la empresa. Más adelante, en 1999, se produce un cambio radical, pues la española Repsol adquiere la propiedad total de YPF. Esto hace que el estilo de gestión cambie su carácter mixto y se convierta, de un lado, en “predominantemente” privado y, de otro, en que la inversión extranjera es ahora la más fuerte en el “*upstream*” argentino.

En los mismos años, varias empresas extranjeras adquieren empresas petroleras privadas argentinas. En 1996, Repsol compra la empresa argentina Astra (completando su adquisición en el 2000). En 1997, la argentina Bidas pasa a formar parte del consorcio *Panamerican Energy*, con una participación minoritaria del 40%, siendo el 60% mayoritario de *British Petroleum*. También

ese año Repsol compra el 45% de *Pluspetrol Energy*. En 1999 Petrolera San Jorge fue comprada por *Chevron*. En el 2002, la segunda empresa argentina más importante, *Pérez Companc* fue comprada por Petrobrás en el 2002. Estas modificaciones han llevado a que en el 2005 el 80% de la producción de crudo en Argentina esté realizado por empresas extranjeras.

Es este estilo de gestión predominantemente privado el que nos toca evaluar, pues si bien se han producido importantes cambios en las políticas del Estado, no ha cambiado (2006) la estructura de propiedad de las empresas petroleras que operan en Argentina.

4. Inversión

Hasta 1998, YPF ocupaba el primer lugar en la inversión en el sector “*upstream*” de la Argentina, con una inversión promedio de 1,220 millones de dólares anuales. La inversión en explotación representó, de 1994 a 1998, el 80 a 90% de la inversión total en el *upstream* de YPF (véase cuadro 13).

Cuadro 13
INVERSIONES DE YPF EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN
(En millones de dólares)

	1994	1995	1996	1997	1998	Total	Promedio
Exploración	100	348	250	280	250	1 228	
Explotación	900	1 392	1 000	810	800	4 902	
Total YPF	1 000	1 740	1 250	1 090	1 050	6 130	1 226

Fuente: <http://mepriv.mecon.gov.ar/YPF/>

En 1999, YPF fue adquirida por Repsol (véase punto B. 2: síntesis del marco legal y regulatorio). Ese hecho determina que el monto de las inversiones incluya los montos pagados por el valor de los activos adquiridos (en 1999 y 2000), así como las inversiones en el “*upstream*” y el “*downstream*”. Así, la inversión de Repsol²² en 1999 fue de 16.234 millones de dólares y en el 2000 ascendió a 2.040 millones de dólares (adquiere la participación de accionistas minoritarios en YPF SA y en Astra Compañía Argentina de Petróleo).

Del 2001 al 2006, las inversiones de Repsol-YPF alcanzan un promedio anual de 990 millones de dólares, cifra inferior a la invertida por YPF de 1994 a 1998. De su lado, Petrobrás lleva a cabo una inversión promedio anual (entre el 2003 y el 2006) ascendiente a 212 millones de dólares. Nótese que ambas empresas han elevado sus montos de inversión en los últimos dos años, lo que refleja la obtención de mejores condiciones de rentabilidad debido al alza de los precios internacionales del petróleo, así como a los sucesivos pedidos del gobierno para que se incremente la inversión.

Según información proporcionada por Repsol, en el periodo 2000-2004 se invirtieron 5.076 millones de dólares. Además, la empresa ha anunciado 6.700 millones de dólares por área el quinquenio 2005-2009, un monto superior en 32% al quinquenio anterior.²³

²² En sus Memorias Anuales, Repsol consigna una inversión en Argentina de € 15,243 y € 2,209 millones para 1999 y el 2000, respectivamente. Los montos en euros los hemos convertido a dólares al tipo de cambio promedio de cada año.

²³ En lo que respecta a exploración, la empresa afirma haber invertido en el 2004 y el 2005, un total de 169 millones de dólares. Para los próximos cinco años planea invertir en exploración entre 80 a 100 millones de dólares anuales, en Repsol, Nota Prensa, 14/12/2005 www.repsolypf.com/esp/todosobrerepsolypf/saladeprensa/noticias/ultimasnoticias/noticias.asp?PaginaID=117914.

Cuadro 14
INVERSIONES DE REPSOL-YPF Y PETROBRÁS EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN
(En millones de dólares)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006 (p)	Promedio 2001- 2006
Repsol	16 234	2 040	1 384	820	755	751	1 030	1 269	1001
Petrobrás	nd	nd	nd	nd	143	184	222	300	
- Exploración					3	4	12	40	
- Explotación					140	180	210	260	
Total General	16 234	2 040	1 384	820	898	935	1 252	1 569	

Fuente: Memorias Anuales Repsol. Para el 2005, Nota de Prensa de Repsol-YPF, 14/12/2005. Para Petrobrás, declaraciones de Alberto Guimaraes, Director General de Petrobrás, Diario La Nación, 16/04/2006, <http://buscador.lanacion.com.ar>.

5. La inversión extranjera directa según el INDEC

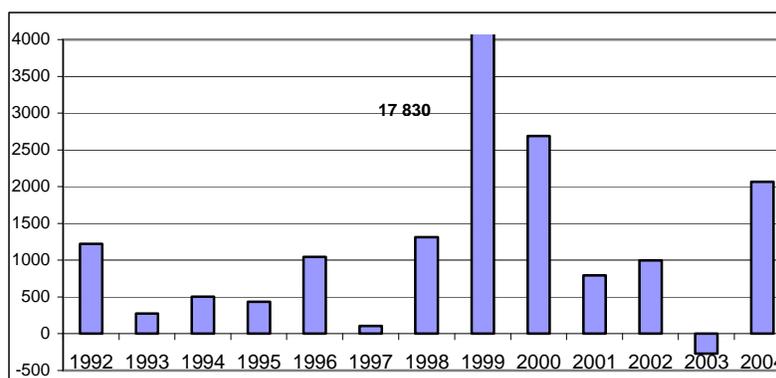
Otra fuente para analizar el comportamiento de la IED en Argentina proviene del Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC). Mientras que la información sobre IED del acápite anterior ha sido proporcionada por las empresas, la proveniente del INDEC toma como base la información de la Balanza de Pagos, así como encuestas directas a las empresas y, también, los flujos netos de préstamos. Por tanto, ambas cifras no son comparables entre sí.

En los últimos años la inversión extranjera en el sector hidrocarburos ha venido presentando una desaceleración. La mayor cifra se registra en 1999 cuando alcanzó el valor de 17.830 millones, de dólares año de la compra de YPF por Repsol. Posteriormente, el sector quedó operado totalmente por empresas privadas y en su mayoría por empresas extranjeras que fueron adquiriendo a las empresas nacionales.

En el 2004 la inversión extranjera presenta un repunte alcanzando un valor de 2.067 millones de dólares. En los años previos, se constata una fuerte caída de la IED debido a diversos factores, entre los que destaca la crisis económica producida del 2001-2002. En el 2003, las cuentas del INDEC incluso indican una desinversión por un monto de 272 millones de dólares.

Según el INDEC a participación de la IED del sector petróleo en la IED total en la Argentina asciende al 34% para el periodo 1992-2004. Si se excluyen los años 1999 y 2000 (debido a la compra de los activos de YPF), la participación de la IED en el sector petróleo disminuye al 17%.

Gráfico 9
ARGENTINA: IED PETRÓLEO 1992 – 2004
(En millones de dólares)



Fuente: INDEC.

En lo que concierne a las inversiones realizadas con el Plan Argentina, una buena proporción fueron realizadas por inversionistas extranjeras, entre ellas Repsol, PETROBRÁS, *Wintershall*, Total y SIPETROL, entre otras.²⁴ Se puede apreciar que sus resultados no son relevantes en materia de descubrimiento de nuevos yacimientos de hidrocarburos. Desde 1992 hasta el 2005 se asignaron 95 áreas exploratorias y se han invertido 604 millones de dólares. Cabe advertir que en este monto de inversión están excluidos los campos petroleros previamente adjudicados.

Cuadro 15
INVERSIÓN EN EXPLORACIÓN DEL "PLAN ARGENTINA": 1992-2004
(En millones de dólares)

Cuencas	Inversión Comprometida	Inversiones Ejecutadas
Neuquina	201,4	290,0
Costa Afuera Argentina	82,5	145,4
Golfo San Jorge	32,1	38,8
Cuyana y Bolsones	21,9	31,4
Cuenca del Noroeste	23,2	30,0
Austral	14,6	34,2
Chaco Paranaense	8,1	9,1
Claromecó	3,6	16,7
Salado	2,5	4,3
Colorado	1,6	3,6
Ñirihuau	0,8	0
Cañadón Asfalto	3,6	0
Total	396,0	604,0

Fuente: Secretaría de Energía.

Las principales zonas de operación corresponden a cinco cuencas y a la plataforma marítima, que abarcan el 94% de la inversión ejecutada en exploración. Estas son: Neuquina con 290 millones de dólares, seguido del Golfo San Jorge con 39 millones de dólares, Cuyana y Bolsones con 31 millones de dólares, Noroeste con 30 millones de dólares, y Austral con 34 millones de dólares; mientras que en la plataforma marítima se invirtieron 145 millones de dólares siendo la segunda zona en importancia después de la cuenca Neuquina.

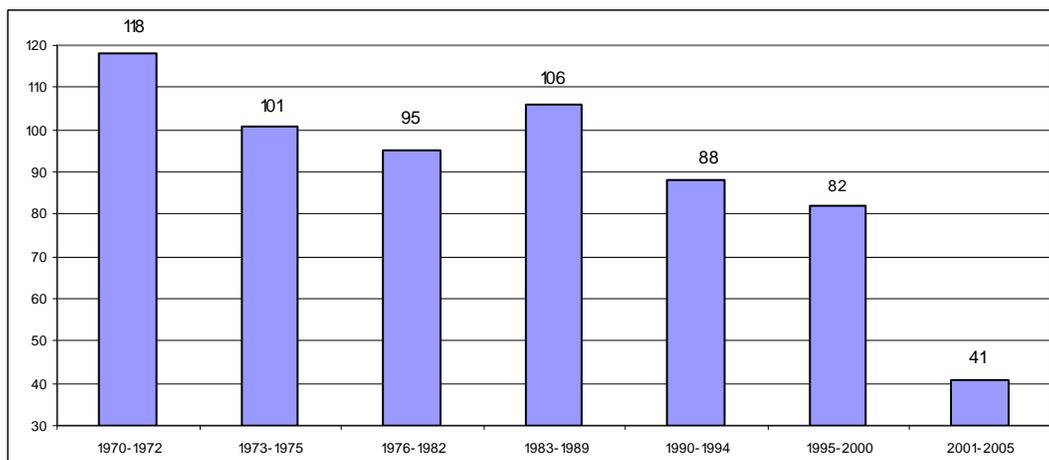
6. Reducción de la actividad exploratoria

Desde principios de la década de 1990, comienza a disminuir la actividad exploratoria en la Argentina, pues se perforan cerca de 80 pozos al año. (Kozulj, op.cit.). En el quinquenio 2001-2005, esta disminución se acentúa, pues el número de pozos exploratorios se redujo a un promedio de 40 anuales.

²⁴ Ver el Portal Internet del Plan Argentina, <http://energia.mecon.gov.ar/inversiones/planargentina.htm>

Gráfico 10

EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE PERFORACIÓN ANUAL DE POZOS DE EXPLORACIÓN



Fuente: De 1970 al 2000, Kozulj (2005). Para el quinquenio 2005, Secretaría de Energía, elaboración propia.

En Argentina se presenta una característica muy desfavorable en cuanto a la actividad exploratoria, por lo siguiente: las empresas que operan en el “*upstream*” destinan sólo el 10% de la inversión de esa área a la exploración, mientras que el 90% restante se dirige a inversiones en explotación y desarrollo de los hidrocarburos.²⁵ Ello contrasta con el promedio mundial, donde las inversiones en exploración oscilan entre el 20% y 30%. Por tanto, se califica a la situación en Argentina como desbalanceada.

Recuadro 7

EL DEBATE SOBRE LA DECLINACIÓN DE LAS RESERVAS Y DE LAS INVERSIONES EN EXPLORACIÓN

La declinación de las reservas de petróleo y gas ha sido materia de amplio debate en Argentina en los últimos años. Este debate está íntimamente ligado al hecho que los montos de inversión en exploración que han realizado las empresas privadas también declinaron, como ya se señaló. Por lo tanto, lo que está en juego es el resultado de la política petrolera de la década del 1990.

Para los empresarios petroleros, la responsabilidad en la falta de búsqueda de nuevas reservas se debe a la pesificación de la economía y al congelamiento de los precios a comienzos del 2002. Esto dio como resultado que, de un lado, las empresas dejaran de percibir sus ingresos en dólares y, de otro, la congelación de precios incidía negativamente en la rentabilidad, lo que llevó al desincentivo para la inversión en exploración. Así, la solución a esta situación sería, en lo fundamental, que se retorne al sistema anterior.

Existen interpretaciones alternativas a la visión empresarial. Así, por ejemplo, Kozulj (2005) afirma que la falta de inversión no se produce en el 2001 sino que viene de años anteriores, como lo demuestra la disminución constante de los pozos de exploración perforatoria: 80 pozos anuales en la década de 1990, cifra inferior a los años anteriores, cuando superaron los 100 pozos anuales.

El autor nos dice que la desregulación total del “*upstream*” en Argentina contenía el criterio implícito de que las señales del mercado bastarían para incentivar las inversiones en exploración. Sin embargo, ese no fue el caso. En esta época de la globalización, el capital no se reinvierte necesariamente, allí donde se generó. Así, por ejemplo, desde 1997, Repsol invirtió importantes cantidades en exploración de gas en la vecina Bolivia. Kozulj nos dice que como el gobierno no puede intervenir en las inversiones de la empresa y como no conoce la capacidad real de producción de las empresas, el Estado carece de mecanismos para proteger el abastecimiento interno.

Kozulj destaca la incongruencia del marco legal argentino, pues establece criterios de libre mercado en el *psstream* (exploración y producción de petróleo y gas natural) y criterios de regulación por servicios públicos en el “*downstream*” de gas natural. Como ya se ha dicho, a pesar de la liberalización de los precios en el “*upstream*”, las inversiones no se materializaron en la década de 1990.

El actual Presidente de ENARSA, Exequiel Espinosa, afirma que después de la privatización de YPF “en Argentina ha habido fuertes períodos de explotación en los que no se hicieron los esfuerzos necesarios en exploración para reponer reservas” (Ponencia presentada en el Foro Internacional “Transformación de las empresas petroleras estatales de

²⁵ Diario “El Cronista”, Buenos Aires, 27/02/2006.

Latinoamérica, en “Ministerio de Energía y Minas del Ecuador 2006”, página 18). También dice Espinosa que antes de la privatización de YPF “teníamos una legislación que establecía que cada año se tenía que descubrir un 20% más de reservas de las que se gastan cada año” (ídem, p. 118).

Según Kozulj, las causas reales de la crisis energética son la falta de capacidad del Estado para poder controlar el funcionamiento de las empresas en el sector y el hecho que los comportamientos de las empresas obedecen a intereses distintos al del abastecimiento interno a precios bajos. Nos dice también que el argumento de la pesificación y del congelamiento de precios no explica las causas de la desinversión (no solo porque esto ya se daba en la década del 90), porque la renta petrolera y gasífera no solo no disminuyó, sino que aumentó desde el 2003 en adelante, debido a la importante alza de los precios internacionales del petróleo y del gas natural.

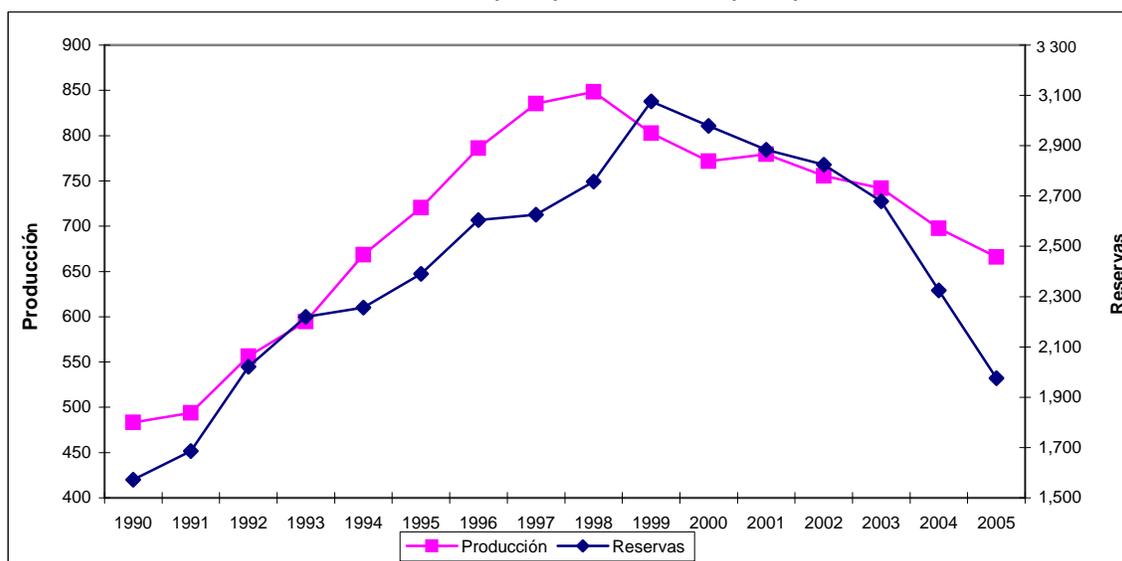
Por tanto, Kozulj afirma que la maximización del valor presente de las empresas y su interés de integración regional e internacional, no coincide con los objetivos de la reforma en Argentina; es decir, asegurar el abastecimiento al menor precio. Las empresas habrían sobredimensionado la crisis energética para presionar al gobierno y obtener mayores tarifas. Finalmente, el hecho que las empresas que abastecen el mercado interno, como Repsol, Petrobrás y Total, posean reservas en otros países, como Bolivia las motiva a no encontrar más reservas en la Argentina, para así poder monetizar las existentes. Asimismo, el mayor costo del gas importado funciona como un mecanismo que presiona al alza de los precios domésticos.

Fuente: Kozulj (2006), Ministerio de Energía y Minas del Ecuador (2006).

7. Reservas

A partir de 1999, las reservas de petróleo vienen disminuyendo fuertemente. Ese año, las reservas probadas ascendieron a 3.076 millones de barriles de petróleo. Desde entonces, las reservas decrecen al 3% anual, tasa que se eleva al 15% del 2004 al 2005. A fines de ese año, las reservas solo fueron de 1.976 millones de barriles, el nivel más bajo desde 1992.

Gráfico 11
ARGENTINA: PRODUCCIÓN (MBD) Y RESERVAS (MMB) DE PETRÓLEO



Fuente: Secretaría de Energía.

Recuadro 8

DISMINUCIÓN DE LAS RESERVAS DE REPSOL

Para los próximos años se espera que la situación se agrave, debido al ajuste en las reservas certificadas de Repsol YPF, que anunció a mediados del 2006 el recorte del 25% de las reservas declaradas en sus balances. Dicha reducción es explicada en un 40% por las cantidades que se encuentran en Argentina. Cabe mencionar, que según las declaraciones de Repsol YPF, la reducción de las reservas argentinas responde, entre otras cosas, a un recorte en la estimación de la capacidad de producción prevista en el país. De los 509 mmbep que se disminuyen las reservas, el 50% corresponden a las reservas de gas natural de los campos de Loma La Lata.

Los campos afectados por la reducción de las reservas, para Argentina, según la nota de prensa de REPSOL, son los siguientes:

Cuadro 16
REDUCCIÓN DE LAS RESERVAS DE REPSOL

Campos	Mmbep
Loma La Lata	252
Chihuido Sierra Negra	74
Ramos	37
Aguada Toledo	23
Resto Argentina	125
Total Argentina	509

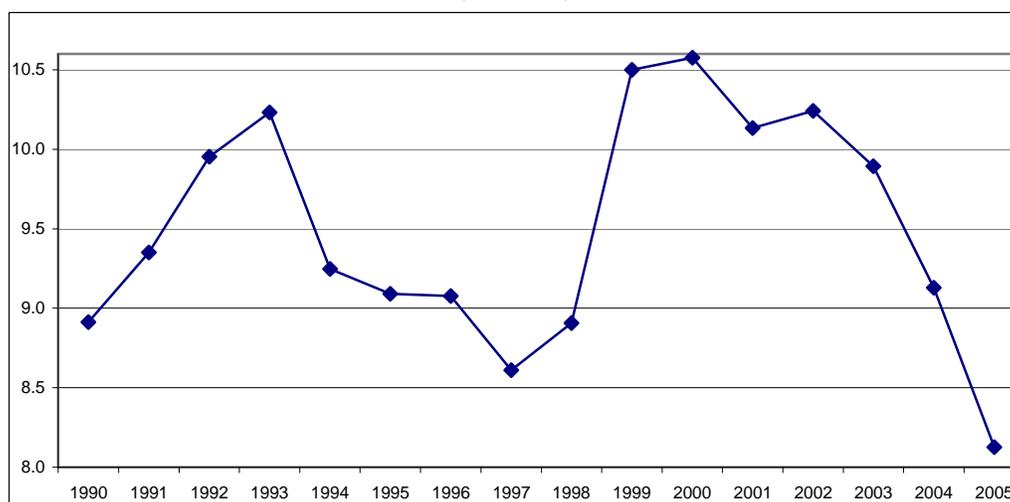
Fuente: REPSOL

El total de reducción de las reservas de Repsol a nivel mundial ascendió a 1 254 mmbep, de los cuales el 40.6% corresponde a Argentina, el 52.5% a Bolivia y el 4.7% a Venezuela y 2.2% en el resto del mundo.

Fuente: REPSOL.

Se prevé que el autoabastecimiento de petróleo, con los actuales niveles de producción y de reserva, podrían llegar a ocho años. Dicho autoabastecimiento viene reduciéndose desde el año 2000.

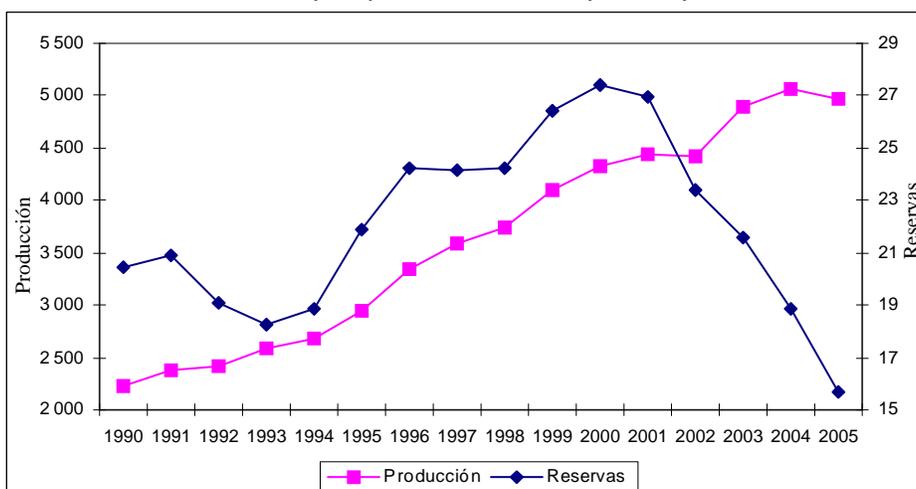
Gráfico 12
ARGENTINA: HORIZONTE DE AUTOABASTECIMIENTO DE PETRÓLEO
(En años)



Fuente: Secretaría de Energía.

Las reservas de gas natural también se han venido reduciendo, al igual que en el caso del petróleo. Durante la década de 1990 las reservas presentaron una tendencia positiva con una tasa promedio de crecimiento entre 1991 y el 2000 de 3.2%. Del año 2000 en adelante comienza la fuerte reducción con una tasa de crecimiento negativa de 10,4%, destacando el 2005, año en que se registra la mayor caída con 16,7%. En el 2005, las reservas probadas llegaron a solo 15,7 bpc.

Gráfico 13
ARGENTINA: RESERVAS (BPC)^a Y PRODUCCIÓN (MMPCD)^b DE GAS NATURAL

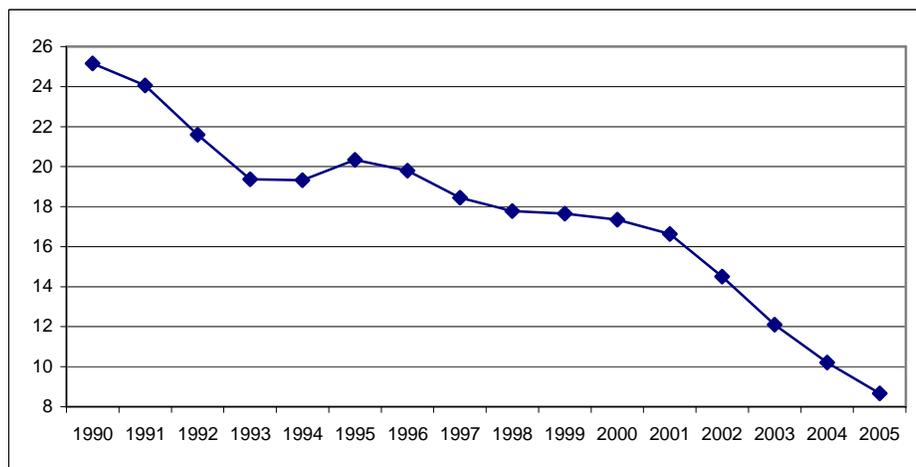


Fuente: Secretaría de Energía.

a. Billones de pies cúbicos. b. Millones de pies cúbicos diarios.

Si bien las reservas de gas aumentaron en la década de 1990, este aumento no fue suficiente para contrarrestar la caída de la relación reservas/producción. Así, de 1990 al 2000, el horizonte de autoabastecimiento de gas natural pasó de 25 a 18 años. La situación se agrava en los primeros años de esta década, no solo porque no se encuentran nuevas reservas sino porque aumenta la demanda interna (debido a la recuperación económica) y se mantienen las exportaciones de gas natural a Chile. Así, desde el 2001 el decremento se acentúa, llegando a un horizonte de tan solo ocho años.

Gráfico 14
ARGENTINA: HORIZONTE DE AUTOABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL
(En años)



Fuente: Secretaría de Energía.

8. Producción

De 1992 a 1998, la producción aumentó a tasas del 8% anual en promedio, alcanzando su más alto volumen en 1998 con 848 mbd. En contraste, desde 1998 al 2005 hubo una tasa de decrecimiento de 3.4%. En el 2005, la producción volvió a caer a volúmenes de 666 mbd, una caída de 5% respecto al año anterior.

Los principales territorios productores de petróleo en Argentina se ubican en las provincias de Neuquén (30% de la producción nacional), seguida de Chubut (23%) y Mendoza (14%).

En el 2005, las cinco empresas petroleras más importantes son extranjeras y producen el 80% del petróleo argentino. Destaca Repsol YPF con el 40%, seguido de *Pan American Energy*, PETROBRÁS, Chevron San Jorge y *Vintage Oil* con el 15,9, 9,7, 9,1 y 5,1%, respectivamente. Si se añade a Total Austral y SIPETROL, las empresas extranjeras son propietarias del 86% del crudo producido en Argentina.

Cuadro 17
ARGENTINA: PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO - AÑO 2005

Operador	País	MBD	Porcentaje
Repsol-YPF S.A.	España	269	40,4
<i>Pan American Energy</i>	Reino Unido	106	15,9
PESA (PETROBRAS)	Brasil	64	9,7
Chevron San Jorge	Estados Unidos	61	9,1
<i>Vintage Oil</i>	Estados Unidos	34	5,1
TECPETROL S.A.	Argentina	33	4,9
Total Austral	Francia	25	3,8
Pluspetrol	Argentina	15	2,2
Sipetrol	Chile	14	2,1
CAPSA CAPEX	Argentina	12	1,8
Petrolera Entre Lomas	Argentina	11	1,7
Otros		22	3,4
Total		666	100,0

Fuente: Secretaría de Energía, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

La producción de gas natural presenta una tendencia creciente con una tasa de crecimiento promedio anual de 6%. En el 2005 la producción de gas natural fue 4.964 bpcd, lo que representó una disminución de 2%, respecto al 2004, cuando se produjo 5.060 bpcd.

El gas natural proviene de Neuquén (aproximadamente el 55.1% de la producción), seguido de Salta, Tierra del Fuego y Santa Cruz con el 14,2%, 10,2% y 9,8%, respectivamente.

Las empresas que producen gas natural en Argentina son casi las mismas que operan en petróleo. Nuevamente aparece REPSOL YPF como la más importante con el 30%, seguido de Total Austral, con un 23,5%, y *Pan American* 13,1%. Estas tres empresas extranjeras producen el 66% del total de gas en Argentina. Si se suman otras cinco empresas extranjeras (PETROBRÁS, *Pioneer*, *Chevron*, SIPETROL y *Vintage*, su participación se eleva al 81%.

Cuadro 18
ARGENTINA: PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL - AÑO 2005

Operador	País	MMPCD	Porcentaje
Repsol	España	1 500	30
Total Austral	Francia	1 171	23
<i>Pan American</i>	Reino Unido	652	13
PLUSPETROL	Argentina	456	9
PESA (PETROBRAS E.S.A.)	Brasil	441	9
TECPETROL	Argentina	240	5
<i>Pioneer Natural Resources</i>	Estados Unidos	107	2
<i>Chevron San Jorge</i>	Estados Unidos	99	2
CAPSA CAPEX	Argentina	96	2
SIPETROL	Chile	92	2
<i>Vintage Oil</i>	Estados Unidos	51	1
Otros		59	2
Total		4 964	100

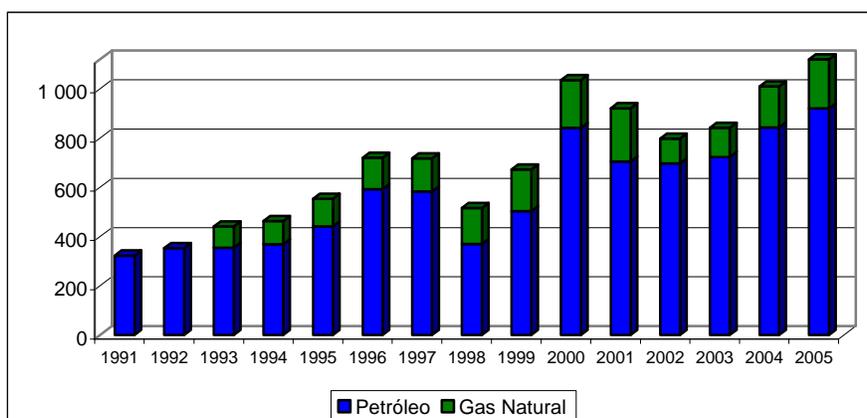
Fuente: Secretaría de Energía, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

9. Regalías y recaudación tributaria

De acuerdo a la legislación argentina las empresas deben pagar por regalías el 12% del valor de producción de hidrocarburos, tanto en petróleo como en gas natural. Las regalías se destinan a las provincias productoras de petróleo, generando importantes ingresos anuales. En el 2005, según la Secretaría de Energía, las regalías fueron 920,8 millones de dólares, 9% más que el año anterior.

La mayor recaudación se explica por el aumento internacional del precio del crudo, que ha sido capaz de contrarrestar y superar el efecto negativo de la caída en el volumen de producción. Las principales provincias receptoras de regalías son la provincia de Neuquén (34%), Santa Cruz (22%), seguido de Chubut y Mendoza con 15% y 14%, respectivamente.

Gráfico 15
ARGENTINA: PAGO DE REGALÍAS
(En millones de dólares)



Fuente: Secretaría de Energía

Las regalías generadas por el gas natural son menores a las del petróleo. En el 2005, éstas ascendieron a 199 millones de dólares, según la Secretaría de Energía. En este caso, la situación es diferente a la del petróleo, pues la pesificación y el congelamiento de precios afectaron el precio del gas. Sin embargo, la recaudación ha mejorado en los últimos años, debido al “sendero de precios” acordado en el 2004. Así, la recaudación pasó de 100 millones de dólares en el 2002 (había sido 216 millones de dólares en el 2001) a 117 millones de dólares en el 2004 y a 165 millones de dólares en el 2004. En el 2005, la recaudación llegó a 200 millones de dólares.

De otro lado, el país además de las regalías, recibe ingresos tributarios recaudados por el gobierno, a través de dos mecanismos.

El impuesto a las ganancias ha venido aumentando en los últimos años, según la AFIP. Así, en el 2003, 2004 y 2005, la recaudación fue de 4.140 millones, 4.545 millones y 5.037 millones de pesos, respectivamente. En dólares, esto equivale a 1.403, 1.545 y 1.640 millones de dólares respectivamente.

En lo que respecta a la recaudación por los impuestos a las exportaciones, este mecanismo empezó a regir desde el 2002, cuando se tomaron medidas de emergencia económica. Desde el 2002 hasta el 2005, se cuenta con un ingreso promedio anual de 629 millones de dólares, rubro que ha venido aumentando a tasas positivas y crecientes; así, en el 2005 contó con un incremento de 60%. Cabe destacar que la principal razón de aumento de estas retenciones se debe a los precios internacionales; pues en Argentina los precios de exportación son mayores a los de comercialización interna, y no esta sujeto a ningún tipo de control de precio. Las retenciones a las exportaciones del 2002 al 2005 fueron de 431, 447, 629 y 1.007 millones de dólares, respectivamente (AFIP).

B. La gestión de la industria en Bolivia

1. Introducción

Bolivia es un país petrolero de tamaño pequeño, de acuerdo a los estándares de América Latina. Sin embargo, desde fines de la década de 1990 y principios de esta década, se han descubierto importantes reservas de gas natural, en el departamento de Tarija. A julio del 2005, Bolivia posee 465 mmb reservas probadas de petróleo y 391 MMB probables (ambas cifras incluyen los líquidos del gas natural que se encuentran en Tarija).

En el 2003 con 28,7 billones de pies cúbicos (mmpc) de reservas probadas de gas natural y cerca de 58,7 mmpc de reservas probadas y probables, Bolivia alcanzó su máximo valor histórico. A partir de ese año las reservas han empezado a caer llegando hasta 26,7 MMPC de reservas probadas y 48,7 mmpc de reservas probadas y probables, a julio del 2005. Bolivia es el segundo país con reservas de gas en América Latina, detrás de Venezuela.

La producción del 2005 de petróleo de Bolivia fue de 50,6 mbd, mientras que su consumo es de 53.000 barriles diarios, lo que hace que Bolivia sea un importador neto.

De otro lado, Bolivia produce 1.419 millones de pies cúbicos diarios de gas natural, la que ha venido aumentando considerablemente en los últimos años; cabe destacar que estas, en su mayor parte, son exportados a Brasil. En cuanto a su consumo anualmente consume 171 millones de pies cúbicos diarios.

2. Síntesis del marco legal y regulatorio

En el período reciente, Bolivia ha tenido dos regímenes legales claramente diferenciados. El primero, el de la Ley 1689, que rigió desde 1996 hasta el 2005, tuvo una concepción de incentivos al sector privado para atraer la inversión.²⁶ Los principales cambios fueron: baja de regalías del 50% al 18% para las inversiones “nuevas”, capitalización de los lotes petroleros de YPF, que pasaron a la propiedad (en un 51%) de las SAM Andina y Chaco; privatización de las dos refinerías existentes, las que pasaron a ser en un 100% de la estatal brasileña Petrobrás; renegociación de los contratos petroleros, lo que incluía la migración de los antiguos contratos para acogerse a la nueva ley.

El segundo período comienza con la celebración del referéndum de julio del 2004 sobre los hidrocarburos, que da lugar a la Ley 3058 de mayo del 2005 y que continúa con la promulgación del decreto de nacionalización del 1 de mayo del 2006.

2.1 El régimen de la Ley 1689 de 1996

Desde 1996, cuando se promulgó la Ley 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 YPF, en representación del Estado boliviano. La Ley 1689 claramente excluye a YPF de realizar estas actividades directamente, en toda la cadena productiva, ahora estas podrán ser realizadas por cualquier persona natural o jurídica, nacional o extranjera, previa inscripción en el SIRESE. En el caso del transporte de hidrocarburos y la distribución de gas natural por redes será objeto de concesión administrativa, por tiempo limitado.

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 hidrocarburos existentes, la legislación no se modifica y las regalías ascienden al 50% del valor de la producción. Para los hidrocarburos considerados “nuevos”, el pago total de regalías disminuye al 18%. Además de ello, los contratistas deberán pagar los impuestos que señala la Ley 843.

²⁶ Para un análisis detallado de la Ley 1689 de 1996 y sus implicancias, véase “Reformas e Inversión en la industria de hidrocarburos de América Latina, Serie Recursos Naturales e Infraestructura # 78, CEPAL, Santiago, 2004.

Asimismo, como consecuencia de la Ley 1689 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.”²⁷

2.2 Referéndum de Julio del 2004

En abril del 2004, el gobierno del presidente Carlos Meza, promulga el Decreto Supremo 27449, que consiste en la Ley Marco para llevar a cabo el referéndum, lo que definirá posteriormente la política energética del país.²⁸ El Poder Ejecutivo es responsable de la convocatoria del Referéndum en un plazo menor a 90 días; mientras que la Corte Nacional Electoral queda lleva a cabo el proceso. Para que la opción del “Sí”, sea aprobada se requerirá que en cada pregunta reúna la mayoría de los votos validos emitidos.

Cuadro 19
BOLIVIA: LAS PREGUNTAS PARA EL REFERÉNDUM DE JULIO DEL 2004

1.-	¿Está usted de acuerdo con la abrogación de la Ley de Hidrocarburos 1689 promulgada por Gonzalo Sánchez de Lozada?
2.-	¿Está usted de acuerdo con la recuperación de la propiedad de todos los hidrocarburos en boca de pozo para el Estado boliviano?
3.-	¿Está usted de acuerdo con refundar Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, recuperando la propiedad estatal de las acciones de las bolivianas y bolivianos en las empresas petroleras capitalizadas, de manera que pueda participar en toda la cadena productiva de los hidrocarburos?
4.-	¿Está usted de acuerdo con la política del presidente Carlos Mesa de utilizar el gas como recurso estratégico para el logro de una salida útil y soberana al océano Pacífico?
5.-	¿Está usted de acuerdo con que Bolivia exporte gas en el marco de una política nacional que cubra el consumo de gas de las bolivianas y los bolivianos, fomente la industrialización del gas en territorio nacional, cobre impuestos y/o regalías a las empresas petroleras llegando al 50 por ciento del valor de la producción del gas y el petróleo en favor del país; destine los recursos de la exportación e industrialización del gas, principalmente para educación, salud, caminos y empleos?

Fuente: <http://www.bolivia.gov.bo/BOLIVIA/paginas/referendum.htm>

Los resultados del referéndum revelaron una aceptación mayoritaria a las cinco preguntas. Destaca la pregunta dos, donde un 92,2% de los encuestados, se mostró a favor de recuperar la propiedad de los recursos naturales. Los dos siguientes planteamientos con mayor aceptación fueron las preguntas tres con 87,3% y la uno con 86,6%, que apoyaban las propuestas de refundar la empresa estatal de petróleo YPFB en el primer caso y derogar la Ley 1689 en el segundo.²⁹

2.3 El régimen de la Ley 3058 del mayo del 2005

Con la nueva Ley de Hidrocarburos (Ley 3058), de mayo del 2005, se deroga la Ley 1689. El principal cambio que trae la reforma es —siguiendo el cumplimiento del referéndum del 18 de julio del 2004— reconocer los hidrocarburos como estratégicos para el desarrollo económico y social del país. Asimismo, se recupera la propiedad de todos los hidrocarburos, en boca de pozo, para el Estado Boliviano. El Estado ejercerá su derecho de propiedad, a través de YPFB.

Lo contratos celebrados al amparo de la anterior ley (Ley 1689), deberán convertirse obligatoriamente a las modalidades de los contratos establecidos por la nueva ley, habiéndoseles otorgado un plazo de 180 días, a partir de su vigencia.³⁰

De otro lado, en el artículo 06 de la Ley 3058, se establece la refundación de la empresa estatal de hidrocarburos YPFB, recuperándose la mayoría accionaria en las empresas petroleras

²⁷ 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.

²⁸ La base legal que se sustenta este decreto es el artículo 4 de la Constitución Política de Bolivia; así como el inciso a) del numeral 1 del Artículo 23 del Pacto de San José de Costa Rica, que establecen los mecanismo de participación ciudadana en las decisiones de gobierno.

²⁹ Los resultados fueron tomados de 2 678 518 votos computados que representan el 62.1% de los votos de la población apta para votar.

³⁰ Este plazo fue prorrogado.

capitalizadas. De esta manera se hace posible que YPFB pueda participar en toda la cadena productiva de los hidrocarburos; asimismo, se reestructuraran los fondos de capitalización colectiva y se garantizará el financiamiento del BONOSOL.

Con respecto al régimen económico, se dispone que el Estado retenga el 50% del valor de los hidrocarburos, tanto de petróleo y gas, conforme al mandato la Ley del Referéndum de julio de 2004. Para cumplir con este régimen se creó el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), que si bien es de naturaleza tributaria, su cálculo es de manera similar a una regalía.³¹ Así, el IDH tendrá como base imponible el volumen de hidrocarburos producido, al cual se le aplicará el 32%. Con este impuesto, el Estado obtiene el 50% del valor de hidrocarburos (con la anterior Ley 1689 se obtenía el 18%).

2.4 Nacionalización de los hidrocarburos

En mayo del 2006, el presidente Evo Morales, promulga el Decreto Supremo 28701, que en concordancia con el Referéndum de julio de 2004, a través de la respuesta a la pregunta 2, y de los artículos 136, 137 y 139 de la Constitución Política del Estado, que dice que los hidrocarburos son bienes nacionales de dominio originario, directo, inalienables e imprescriptibles del Estado.

En este decreto, se resalta el inciso 5 del artículo 59 de la Constitución Política del Estado, que especifica que los contratos de explotación de riquezas nacionales deben ser autorizados y aprobados por el Poder Legislativo, como fue reiterado en la sentencia del Tribunal Constitucional N° 0019/2005 de marzo de 2005. Con esta base legal, el gobierno declara a los actuales contratos de exploración y producción como inconstituciones, y por tanto ilegales.

Al mismo tiempo, se sustenta que habiendo expirado el plazo de 180 días, señalado en el artículo 5 de la Ley 3058 de mayo de 2005, ya analizado, el Estado hace la recuperación efectiva de la propiedad, la posesión y el control total y absoluto de sus recursos del sector hidrocarburiífero.

Por ende, a mayo del 2006, las empresas que operan en el sector están obligadas a entregar en propiedad a YPFB, toda la producción de hidrocarburos. Ahora, YPFB, a nombre y en representación del Estado, en ejercicio pleno de la propiedad de todos los hidrocarburos producidos en el país, asume su comercialización, definiendo las condiciones, volúmenes y precios tanto para el mercado interno, como para la exportación y la industrialización.

Sólo podrán operar las empresas privadas que ajustándose al nuevo decreto de nacionalización y a las normas vigentes en el país, respetando los plazos establecidos, siga un proceso de negociación con el gobierno. Asimismo, el decreto de nacionalización contempla una auditoría completa de las actividades realizadas en el sector.

En relación al régimen económico, en el artículo 4 del decreto de nacionalización establece que los campos cuya producción sea superior a los 100 mpcd, el Estado recibirá el 82% del valor de dicha producción; es decir, el 18% de regalías que deben pagar, más el IDH de 32% aprobado por la Ley 3058, más 32% adicional agregado por el nuevo decreto de nacionalización, que corresponderá a aportes para YPFB.

3. Estilo de gestión

El estilo de gestión de 1996 al 2004 se sustenta en que todas las actividades del sector son realizadas por el sector privado, como se ha visto en el acápite anterior. El Estado solo cumple un rol de supervisión, a través de YPFB y el Ministerio de Hidrocarburos y Energía. En el “*downstream*”, se observa la misma política.

³¹ Con respecto a la distribución del IDH, un 4% será destinado a los departamentos productores y un 2% a los no productores; asimismo, en el caso de existir un departamento productor que percibe un menor ingreso que un departamento no productor, el gobierno compensará al primero, transfiriéndole dinero hasta un nivel que alcance al segundo. El resto del IDH será asignado por el Poder Ejecutivo a favor de la TGN, los pueblos indígenas y originarios, comunidades campesinas, municipios, universidades, fuerzas armadas, policía nacional y otros (artículo 57 de la Ley 3058).

La legislación tuvo éxito en la atracción de inversión en el “*upstream*” (exploración y explotación de gas natural en Tarija). Sin embargo, no sucedió lo mismo con el aumento de los ingresos tributarios, debido a dos factores: a) la disminución de las regalías del 50 al 18% y, b) los bajos precios de exportación a Brasil y Argentina.

Estos factores, a los que se sumaron otros de naturaleza política, desembocaron en los cambios radicales que comenzaron en el 2003 y llevaron a la nacionalización del 2006. Aún es muy temprano para llevar a cabo una evaluación de este segundo período.

4. Inversión

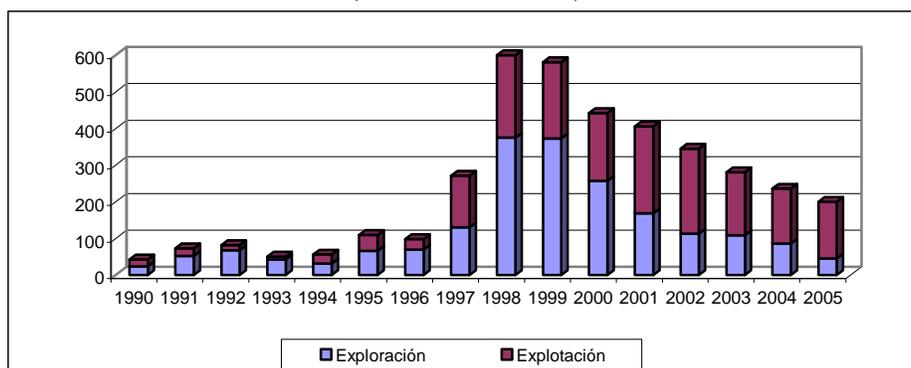
La inversión en el sector hidrocarburos, ha venido reduciéndose desde 1998, año en el que alcanzó su record histórico con 605 millones de dólares hasta 199 millones de dólares en el 2005. Así, Bolivia se encuentra en una situación *sui generis*, respecto al resto de países de la región, en que la IED se ha venido recuperando en los últimos años.

De 1990 al 2005, las cifras registran un crecimiento positivo de la inversión total en 22% de promedio anual.

Cuando se analizan las cifras de inversión a partir de 1997 (momento en que entra en vigencia la Ley 1689), se constata que existen dos fases: de un lado, el periodo 1997-2000, donde la tasa de crecimiento de la inversión es de 67% anual. De otro, en el periodo 2001 al 2005, la tasa de crecimiento se vuelve negativa en -15%, debido a las sucesivas caídas en la inversión (véase gráfico 16).

Cabe destacar que desde 1997 hasta el 2000, la inversión en exploración superó a la de explotación. Los montos de inversión en exploración entre 1997 y el 2000 ascendieron a 1.134 millones de dólares; mientras que a la explotación se destinaron 765 millones de dólares. Del 2001 hasta el 2005, la figura cambia: la inversión en exploración de 524 millones de dólares casi fue duplicada por la de explotación que ascendió a 944 millones de dólares.

Gráfico 16
BOLIVIA: IED EN HIDROCARBUROS
(En millones de dólares)



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos

Para analizar la inversión de las principales empresas en Bolivia, existe la siguiente dificultad estadística: la data oficial clasifica las inversiones dándoles el nombre del operador del campo, a pesar de que son varios los socios que participan en la sociedad propietaria de dicho campo. Dicho esto podemos volver a la estadística oficial.

Entre las principales empresas que invierten en el periodo 2001-2005 se encuentra³² en primer lugar PETROBRÁS Bolivia con el 27% de la inversión ejecutada. En segundo lugar está Repsol YPF con el 20% del total, seguida de la empresa capitalizada Chaco (propiedad de

³² Para el período comprendido entre el 1997-200 no se tuvo acceso a la información desagregada de la inversión por empresas.

Panamerican Energy) con el 16%, y en cuarto lugar figura la otra empresa capitalizada Andina (REPSOL) con el 10%. El resto de empresas invirtieron porcentajes menores al 10%.

Cuadro 20
BOLIVIA: INVERSIONES EN HIDROCARBUROS POR EMPRESA OPERADORA
(En millones de dólares)

	2001	2002	2003	2004	2005
Repsol-YPF	7	-	-	97	43
Chaco	60	51	43	40	35
Pluspetrol	59	14	2	16	25
Petrobras Bolivia	108	171	61	17	17
BG	39	7	36	3	10
Andina	45	29	24	29	9
Petrobrás Energía	19	2	8	3	5
Total	9	25	46	29	4
Otros	60	47	55	1	0
TOTAL	406	345	276	236	147

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía

Otra forma de aproximación al monto de las inversiones es aquella que proporcionan las propias empresas. Así, entre octubre 1997 y marzo de 2006, REPSOL YPF³³ afirma que invirtió 1.167 millones de dólares a la vez que aportó al Estado 1.275 millones de dólares por concepto de impuestos directos, patentes sobre el dominio minero, regalías y participaciones.

De su lado, PETROBRÁS afirma haber realizado inversiones en Bolivia de 1.500 millones de dólares en los últimos 10 años.³⁴

5. Propiedad de las reservas de gas natural

Las reservas bolivianas probadas y probables están siendo ajustando hacia abajo, partiendo de 54,9 mmpc en el 2003, 52,4 mmpc en el 2004 hasta 48,78 mmpc en el 2005. Esta disminución se debe, mayormente, a nuevos cálculos y certificaciones, y en menor medida a las exportaciones realizadas.

Cuadro 21
BOLIVIA: RESERVAS PROBADAS Y PROBABLES DE GAS NATURAL POR DEPARTAMENTO
(Millones de pies cúbicos)

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Tarija	1,6	3,2	25,6	40,2	45,7	47,8	45,0	41,8
Santa Cruz	3,4	3,9	5,0	4,8	4,9	5,3	5,6	5,2
Cochabamba	0,9	0,8	1,0	1,1	1,0	1,1	1,1	1,2
Chuquisaca	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6
Total	6,6	8,6	32,2	46,8	52,3	54,9	52,4	48,8

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

En cuanto a la propiedad de las reservas REPSOL es la principal propietaria con el 33,6% del total. La SAM Andina, posee el 50% de esta empresa capitalizada (el otro 50% pertenece a los pensionistas bolivianos), equivalente a 1,17 mmpc de reservas. Además, REPSOL tiene el 50% de las acciones de los campos San Alberto y San Antonio (los otros accionistas son Petrobrás y Total), con participaciones de 5,87 y 5,33 mmpc, respectivamente. REPSOL (a través de su subsidiaria *Maxus*) también participa en *Caipipendi* con el 37,5% de las acciones (los otros socios son *British Gas* y *Panamerican Energy*), correspondiéndole 4,01 mmpc del total de reservas de gas. REPSOL es el operador de este lote.

³³ Repsol, Nota Informativa, 29/10/2006 (www.repsolyypf.com).

³⁴ "Petrobrás fecha acuerdo para ficar na Bolivia", 29/10/2006, www1.folha.uol.com.br/folha/bbc/ult272u58157.shtml.

Cuadro 22
BOLIVIA: RESERVAS CERTIFICADAS DE GAS NATURAL PROBADAS + PROBABLES: 2005

	Participación en los Bloques	Reservas (MMPC)	Porcentaje
Repsol YPF		16,38	33,6
Campos Capitalizados de Andina (operador)	50,0	1,17	
San Alberto	50,0	5,87	
San Antonio	50,0	5,33	
Caipipendi (Margarita). Operador	37,5	4,01	
British Gas Exploration & Production		6,44	13,2
XX Tarija Oeste	25,0	1,94	
Caipipendi (Margarita)	37,5	4,01	
Otros campos		0,50	
PETROBRAS		7,84	16,1
San Alberto (operador)	35,0	4,11	
San Antonio (operador)	35,0	3,73	
TotalFinaElf		6,54	13,4
XX Tarija Oeste (Operador)	41,0	3,18	
San Alberto	15,0	1,76	
San Antonio	15,0	1,60	
Chaco S.A.		2,39	4,9
Campos Capitalizados	100,0	2,39	
ExxonMobil		2,64	5,4
XX Tarija Oeste	34,0	2,64	
Panamerican Energy		2,67	5,5
Caipipendi (Margarita)	25,0	2,67	
Andina (Fondo de Pensiones)	50,0	1,17	2,4
Otros		2,71	5,6
TOTAL		48,78	100,0

Fuente: Ministerio de Minería e Hidrocarburos, YPFB. Elaboración propia.

La segunda empresa más importante es PETROBRAS con el 16,1% del total de las reservas de gas de Bolivia, a través de su participación en los campos de San Alberto y San Antonio. Vale la pena resaltar que PETROBRÁS es el operador de estos campos, siendo su participación en ambos campos no mayoritaria. En tercer lugar viene *TotalFinaElf* con el 13,4% del total de las reservas de gas de Bolivia; esta empresa, además de poseer el 15% de San Alberto y San Antonio, tiene el 41% del campo XX Tarija Oeste. En cuarto lugar viene la francesa *British Gas Exploration and Production* con el 13,2% del total de las reservas de gas de Bolivia, las mismas que están distribuidas en distintos campos.

Recuadro 9

LAS RESERVAS DEL CAMPO SAN ALBERTO FUERON DESCUBIERTAS POR YPFB EN 1990

En mayo del 2004, el Presidente de Bolivia, Carlos Mesa, encomendó al Delegado Presidencial para la Revisión y Mejora de la Capitalización realizar “una investigación exhaustiva para esclarecer el proceso de clasificación del Campo San Alberto como “nuevo”, es decir, que no existían en el campo reservas de gas previamente descubiertas.

El Informe de la Delegación Presidencial concluyó que el campo San Alberto (operado por Petrobrás y donde además participan Repsol y Total), poseía importantes reservas de gas natural descubiertas en 1990 por la empresa estatal YPFB. Sin embargo, en 1996 fue clasificada como reserva “nueva” y se procedió a su venta bajo dicha clasificación.

El informe dice que se siguió el “criterio fiscal” siguiente: “solo es hidrocarburo existente si ha pagado regalías, por tanto, está ya en producción”. Evidentemente, desde ese punto de vista establecido en la Ley 1689 de 1996, el campo de San Alberto no cumplía con ese requisito pues aún no estaba en producción.

Pero, dice el Informe, si se hubiera tomado en cuenta el criterio técnico, antes que el fiscal, entonces los hidrocarburos del campo San Alberto tendrían que haber sido considerados existentes:

“De hecho, de haberse adoptado una definición más técnica que fiscal, el reservorio profundo del Campo San Alberto descubierto, fuera de toda duda por YPFB el año 1990, debería haber sido declarado como “existente” en lugar de “nuevo”. La misma consideración se aplica a varios otros campos con yacimientos mantenidos “en reserva”, por falta de mercado o de condiciones de comercialidad, a la fecha de promulgación de la Ley 1689”.

El Informe concluye con la recomendación siguiente:

“Si bien la clasificación de San Alberto como Campo con hidrocarburos nuevos se ajusta al marco legal vigente, por los antecedentes históricos y por las consideraciones de carácter técnico anotados, el Delegado recomienda que el Estado Boliviano, a través de YPFB y el Ministerio de Minería e Hidrocarburos, negocie con las compañías petroleras que recibieron, como en el caso del Campo San Alberto, reservorios descubiertos y certificados, más no en producción, una compensación equivalente al pago del 50 % sobre un volumen equivalente a los hidrocarburos de esos reservorios certificados en fecha 30 de abril de 1996”.

El Informe fue elaborado por una Comisión técnica y legal, compuesta por la Dra. Wilma Terrazas de Mirabal, Asesora Legal de YPFB; el Ing. Oscar Mariaca, Jefe de la Unidad de Promoción de Inversiones y Licitaciones de YPFB; el Lic. Mario Candia, Director General de Hidrocarburos del Ministerio de Minería e Hidrocarburos; el Lic. Mauricio Galleguillos, Coordinador General de la Delegación; el Dr. Luis Alberto Rodrigo, geólogo y experto petrolero independiente y el Delegado Francisco Zaratti, como Presidente de la Comisión.

Fuente: Informe de la delegación presidencial, mayo de 2004.

5.1 Reservas de petróleo e hidrocarburos líquidos

Las reservas probadas de petróleo fueron de 462 mmb en el 2005. La mayor parte provienen de los líquidos del gas natural en los campos de Tarija operados por PETROBRAS y Repsol, así como de Total.

En los últimos años, las reservas han aumentado ligeramente. Así, en el 2005 este aumento fue apenas en 0,6% respecto al año anterior, y en el 2004 hubo una reducción de 5%. Cabe destacar que los principales esfuerzos exploratorios han privilegiado la búsqueda de gas natural, por representar el hidrocarburo con mayor potencial en el país. Esto implica que la mayor parte de hidrocarburos líquidos esté compuesta de líquidos de gas natural y otros condensados y en menor medida por petróleo.

Cuadro 23
BOLIVIA: RESERVAS PROBADAS DE PETRÓLEO 2004
(En millones de barriles)

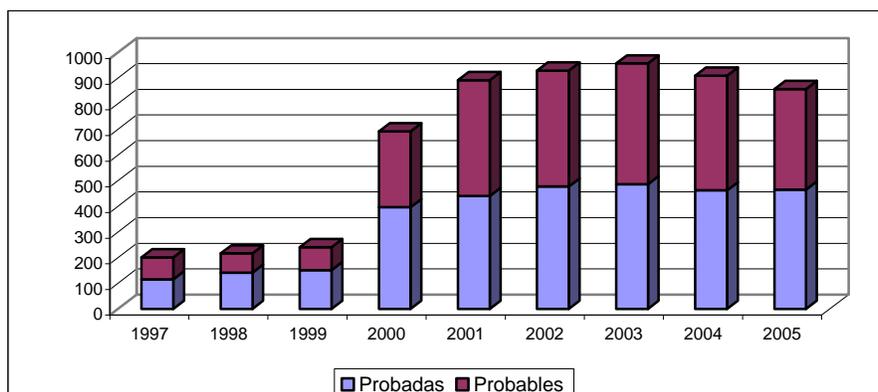
Campos Antiguos		
Andina	27	
Chaco	25	
Sub total	52	11,2
Campos Nuevos		
Maxus-Repsol	161	
Petrobras	183	
Total	50	
Otros	17	
Sub total	410	88,8
Total General	462	100,0

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

En lo que concierne a los viejos campos petroleros, éstos pertenecen a las empresas capitalizadas (Andina y Chaco).

Asimismo, el país también cuenta con considerables cantidades de reservas probables, las que en los dos últimos años se han reducido fuertemente. Así en el 2003 contaba con un valor máximo de 471 mmb, las cuales descendieron en el 2005 a 391 mmb.

Gráfico 17
BOLIVIA: RESERVAS DE PETRÓLEO
(En millones de barriles)

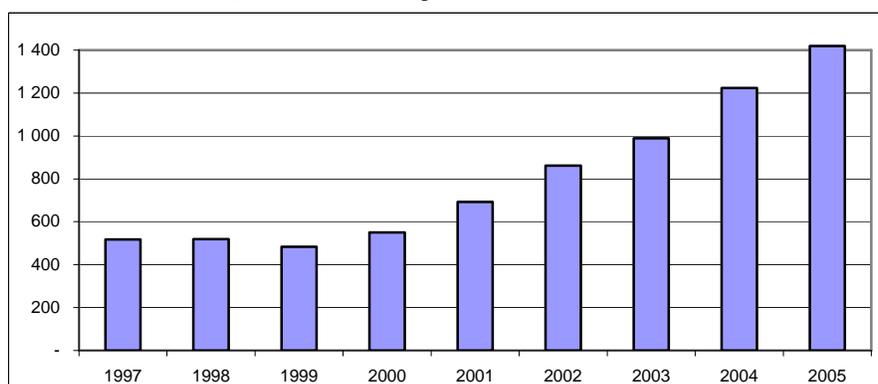


Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

6. Producción

La producción de gas natural viene aumentando sostenidamente en los últimos años, alcanzando 1.420 mmpcd en el 2005, lo que representó un aumento de 16% respecto al año anterior. Desde el 2000 la tasa de crecimiento en la producción ha sido de dos dígitos, con un promedio anual de 20%. Esto resulta de las mayores actividades de las empresas en la explotación, como fue analizado en el acápite de inversión.

Gráfico 18
BOLIVIA: PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL
(En millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

Nota: La información del año 2005 se encuentra actualizada hasta el mes de Octubre.

En el 2005, la producción de gas de los campos de San Alberto y San Antonio (donde PETROBRÁS es el operador) alcanzó el 49% del total. Hay que resaltar que la mayor parte de esta producción se exporta a Brasil a través del gasoducto Santa Cruz – Sao Paulo.

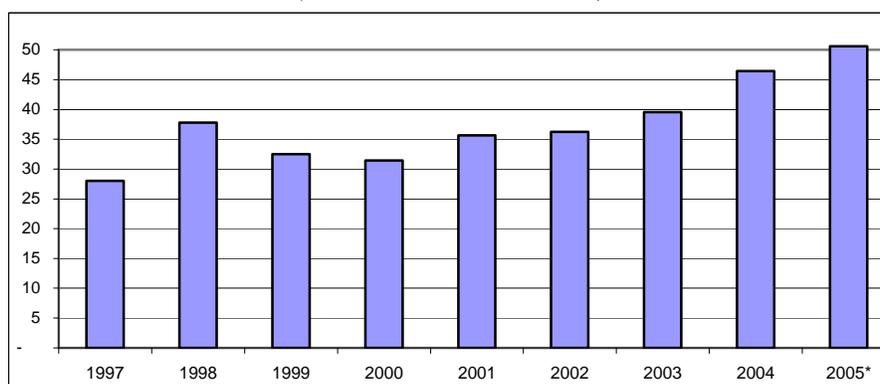
Cuadro 24
BOLIVIA: PRODUCCIÓN TOTAL DE GAS NATURAL, POR OPERADOR

Operador	2001		2002		2003		2004		2005	
	MMPCD	%	MMPCD	%	MMPCD	%	MMPCD	%	MMPCD	%
PETROBRAS	100,5	14,5	160,5	18,6	347,4	35,1	536,3	43,8	695	49,4
ANDINA	236,9	34,2	278,7	32,4	257	26	277,1	22,6	266,4	18,9
CHACO	172,9	25	203,4	23,6	206,6	21	221,1	18,1	211,6	15
REPSOLYPF	-	-	-	-	-	-	57,5	4,7	112,4	8
BG	43,2	6,2	82,2	9,5	40,3	4,1	58,4	4,8	59,7	4,2
PETROBRAS ENERGÍA	-	-	-	-	40,9	4,1	38,9	3,2	39,2	2,8
VINTAGE	36,8	5,3	27,3	3,2	25,9	2,6	33,2	2,7	19	1,4
PLUSPETROL	4,9	0,7	10,4	1,2	9,4	1	1,1	0,1	2,5	0,2
MATPETROL	0,4	0,1	0,4	0,05	0,2	0,02	0,5	0,04	0,9	0,1
DONG WON	0	0,01	-	-	0,4	0,04	0,1	0,01	-	-
TOTAL	-	-	0,4	0,05	-	-	-	-	-	-
MAXUS	54,2	7,8	55,2	6,4	60,5	6,1	-	-	-	-
CANADIAN	0,3	0,04	0,2	0,02	0,05	0,005	-	-	-	-
PECOM	41,7	6	42,6	4,9	-	-	-	-	-	-
TOTAL	692	100	861	100	989	100	1 224	100	1 407	100,0

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

La producción de petróleo y otros hidrocarburos líquidos en Bolivia como GLP, gasolina natural y condensada, tienen estándares modestos. En el 2005, el país produjo 50 mbd, lo que representó un aumento de 9% respecto al año anterior. La tasa de crecimiento anual desde 1998, alcanza un promedio de 9%, destacando los años 1998 y el 2004 con tasa de 35% y 17%, respectivamente. Así, el país produce y consume este hidrocarburo en proporciones pequeñas, en comparación con el gas natural.

Gráfico 19
BOLIVIA: PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO, CONDENSADOS Y GASOLINA NATURAL
(Miles de barriles diarios)



Fuente: Ministerio de Energía y Minas. * A Octubre del 2005.

7. Exportaciones en volumen y en valores monetarios

En el 2005, las exportaciones totales de Bolivia alcanzaron los 970 mmpcd, el 85% de éstas se dirigen a Brasil (804 mmpcd) y el 15% restante va a Argentina (166 mmpcd).

Las exportaciones a Brasil provienen, en mayor medida, de los campos operados por PETROBRÁS (San Alberto y San Antonio).

De su lado, las exportaciones a Argentina provienen de los campos operados por Repsol. Parte de la exportación a Argentina es indirectamente reexportada a Chile, para cumplir los compromisos argentinos.

De mediados del 2005 las autoridades del sector energético tanto de Bolivia como de Argentina vienen reuniéndose para analizar una exportación adicional, pasando de los actuales 7 millones de metros cúbicos diarios mmmcd a cerca de 20 mmmcd. En octubre del 2006, se logró negociar dicho incremento de volúmenes, pactando a su vez un aumento en los precios y una mayor participación de las empresas estatales de ambos países.

Cuadro 25
BOLIVIA: EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL

(Millones de pies cúbicos diarios)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005*
BRASIL	76,8	204,4	369,3	463,0	532,2	735,4	803,8
BG	-	-	11,7	53,0	6,7	16,0	-
CUIABA	-	-	6,0	44,7	40,7	30,7	24,1
GSA	76,8	204,4	351,6	365,3	484,8	688,7	779,7
ARGENTINA	-	-	-	6,3	8,3	131,7	166,5
PLUSPETROL	-	-	-	6,3	8,3	0,2	19,6
Temporario	-	-	-	-	-	131,5	146,9

Fuente: Ministerio de Minería e Hidrocarburos de Bolivia

BG empieza a exportar en julio de 1999.

Cuiaba empieza a exportar en enero de 2001.

GSA empieza a exportar en enero de 2001.

PLUSPETROL deja de exportar en febrero de 2004.

* A Octubre del 2005

El peso de las exportaciones de hidrocarburos en Bolivia, respecto al total de cartera exportable, ha aumentado, pasando de 6% en 1999 a 43% en el 2004. Así, los hidrocarburos se han convertido en una importante fuente de recursos que pueden permitir el aumento de recursos fiscales para un mayor gasto social y, también, para inversiones en la infraestructura física de Bolivia.

Cuadro 26
IMPORTANCIA DE LOS HIDROCARBUROS EN LAS EXPORTACIONES BOLIVIANAS

(En millones de dólares)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Exportación de hidrocarburos	71,7	165,8	298,6	335,8	502,4	817,8	1 314,7
Total exportado	1 124,5	1 182,5	1 053,2	1 040,3	1 344,7	1 915,2	2 424,8
Participación de los hidrocarburos	6%	14%	28%	32%	37%	43%	54%

Fuente: Banco Central de Bolivia

8. Recaudación del sector hidrocarburos

La recaudación fiscal proveniente del sector hidrocarburos venía siendo en promedio 425 millones de dólares, si se consideran los años 2000 al 2004; sin embargo, en el 2005 éstas aumentaron considerablemente a un nivel de 842 millones de dólares, lo que representó un incremento de 85% respecto al año anterior, dicho aumento se debe a la recaudación por el IDH que empezó a regir desde mayo del 2005 con la promulgación de la Ley 3058; en ese mismo año, también aumentaron las regalías y participaciones en 12% y los demás rubros en menor medida.

Cuadro 27
BOLIVIA: INGRESOS FISCALES DEL SECTOR HIDROCARBUROS
 (En millones de dólares)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Regalías y participaciones	180	188	173	219	209	235
IDH (Ley 3058 de mayo 2005)	-	-	-	-	-	335
Impuesto a la renta y remesas	13	41	27	42	35	40
IVA y otros	119	217	196	188	200	220
Patentes y penalidades	17	19	20	14	12	12
Total	329	465	416	463	456	842

Fuente: YPFB, Banco Central de Bolivia, Servicios de Impuestos Nacionales.

C. La gestión de la industria en el Perú

1. Introducción

Al 2005, las reservas probadas de hidrocarburos líquidos ascienden a 1.097 mmb, de los cuales 379 mmb corresponden a petróleo, mientras que los 718 mmb restantes son líquidos de gas natural (LGN), que en su mayoría provienen de las reservas del Lote 88 de Camisea.

La producción de petróleo venía cayendo desde hace más de una década. Así, en el 2005 solo se produjeron 75 mbd de petróleo. Sin embargo, la explotación de LGN, que en el 2005 ascendió a 36 mbd, ha permitido contar con una mayor producción de combustibles.

Como el consumo de petróleo en Perú fue de 150 mbd en el 2005, el país es importador neto de petróleo, condición que arrastra desde 1987. En el 2005, la balanza comercial petrolera fue deficitaria en 742 millones de dólares.

Esta situación podría revertirse, en parte, con el crecimiento de la producción del gas natural y los LGN extraídos de las reservas del Lote 56 (Camisea 2). Este yacimiento posee reservas de gas natural probadas equivalentes a 8,7 billones de pies cúbicos (tcf, en inglés) y 600 mmb en líquidos.

Las reservas de gas natural en el Perú son de 11,47 bpc, de los cuales 10,9 provienen de Camisea y Pagoreni y 0,7 bpc de otros campos registrados hasta el 2004. En el 2005, la producción de gas natural ascendió a 147 MMPCD, considerando además de Camisea, los pequeños campos del norte del país y la selva central.

En el Perú el gas natural es una industria naciente, siendo el consumo igual a la producción. Los mayores consumidores son las centrales térmicas y diversas industrias, mientras que el consumo de gas vehicular y doméstico aparece bastante rezagado.

2. Síntesis del marco legal y regulatorio

A principios de los años noventa se aprobaron reformas en el sector que buscaban incentivar la inversión extranjera en toda la cadena hidrocarburífera, pero sobre todo en el “*upstream*”. Desde inicios de los años noventa el gobierno emprendió una reforma institucional del sector petrolero. En 1993 se promulgó la nueva Ley de Hidrocarburos (Ley 26221). En general, las modificaciones legales se orientaron a otorgar incentivos a la inversión extranjera, tanto en el *pstream* como en el “*downstream*”. Asimismo, se modificó la modalidad de fijación de los precios internos de los derivados del petróleo, fijándose de acuerdo a los precios internacionales.

Posteriormente, desde el 2000, se aprobaron nuevas medidas legales, las mismas que profundizaron la apertura del sector a la inversión extranjera, otorgando mayores incentivos en la exploración y explotación de hidrocarburos”.³⁵

En diciembre del 2000 se aprueba La Ley 27377 de Actualización de Hidrocarburos. Ésta flexibilizó las exigencias a los contratistas en la fase de exploración, ampliando este plazo. En enero del 2002, se volvió a modificar la Ley de Hidrocarburos, con la promulgación de la Ley 27624, que establece la devolución del IGV a las empresas petroleras que realicen actividades de exploración. Además, permite incorporar este beneficio en los contratos de estabilidad tributaria y jurídica.

Con el DS 017-2003-EM, se modifica la metodología de cálculo del Factor R, para el pago de regalías. Antes, con la Ley 26221 solo existía una metodología del Factor “R” y la regalía tenía un rango de 15% y 35%. Ahora, se reduce el rango de regalías, entre 5% y 20%, y habrán dos metodologías para su cálculo: una ligada al Factor “R” y otra vinculada a los niveles de producción de petróleo de la empresa contratista.

En noviembre del 2003 se promulga la Ley 28019 que establece nuevas curvas de reservas y producción en los campos marginales. Sobre esta base se permite concertar regalías menores, en función al compromiso del contratista de efectuar un plan de trabajo mínimo.

En lo que respecta al gas natural, desde el 2000 se produjeron sucesivos cambios legales orientados a permitir la exportación del gas natural. La legislación vigente (Ley 27133 y DS 040 EM de 1999) en el momento de la firma del contrato del Lote 88 con el consorcio Camisea, en noviembre del 2000, que el abastecimiento del mercado interno debía contar con un horizonte permanente de 20 años.

La modificación del marco legal comenzó en el 2003 con el DS-031-2003 EM, que modificó el DS-040-1999-EM. El cambio consistió en eliminar la disposición que establecía la obligatoriedad de abastecer el mercado interno por un “horizonte permanente de 20 años”, reemplazándolo por la frase siguiente: se considera garantizado el abastecimiento del mercado nacional (...) cuando las reservas probadas alcance para abastecer la demanda futura para un período mínimo definido en el contrato”. Posteriormente, la Ley 28552 (junio del 2005) modifica la Ley 27133, eliminándose la frase “período mínimo definido en el contrato”, reemplazándola por la frase: “Garantizar el abastecimiento al mercado nacional de gas natural”.

Los cambios legales llegaron hasta la modificación del contrato del Lote 88 firmado en noviembre del 2000 entre PERUPETRO y el consorcio liderado por PLUSPETROL. En efecto en diciembre del 2005, se promulga el DS 050-2005 EM, que autoriza a PERUPETRO la negociación y concertación de una cláusula modificatoria del Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 88 para que se pueda exportar gas de ese Lote, en concordancia con las modificaciones legales realizada por el DS-031-2003 EM y la Ley 28552.

3. Estilo de gestión

La estructura empresarial en el “*upstream*” de hidrocarburos en el Perú antes de 1996 era mixta. En el “*upstream*”, la estatal PETROPERÚ explotaba petróleo junto a varias empresas extranjeras, entre ellas Occidental y Petrotech. Asimismo, diversas empresas extranjeras participaban en la inversión en exploración de riesgo, en todos los sectores del país.³⁶

La privatización de PETROPERÚ tuvo como objetivo la ampliación de las inversiones privadas, como prerrequisito para obtener un aumento de las reservas probadas de petróleo. La privatización comenzó en 1992 con la venta de algunos activos y se aceleró en 1996 con la venta de los lotes

³⁵ Para un mayor detalle ver sobre las reformas, ver Campodónico, Humberto: “Privatización y conflictos regulatorios: en el caso de los mercados de electricidad y combustibles en el Perú”, CEPAL, Serie Recursos Naturales e Infraestructura N° 8, Santiago, 2000.

³⁶ En el “*downstream*”, Petroperú era propietario de todas las refinerías de petróleo. En la comercialización mayorista y minorista, había participación de Petroperú y empresas privadas.

productores en la Selva Norte y Talara y de la refinería más grande del país.³⁷ Si bien la privatización se suspendió, el objetivo final del gobierno era la privatización del resto de unidades de dicha empresa (en 1997 se vendieron los terminales de PETROPERÚ y la Planta de Lubricantes). Como consecuencia, el 100% de la inversión en el “*upstream*”, tanto en exploración como en explotación, quedó a cargo de empresas privadas, todas extranjeras.

Las inversiones en exploración de riesgo realizadas hasta la fecha no han producido descubrimientos importantes de petróleo, a pesar de los 942 millones de dólares invertidos desde 1993 al 2005. En los lotes privatizados de PETROPERÚ, tanto en Talara como en el Lote 8, no se han realizado inversiones en exploración.

Por tanto, los objetivos postulados en la privatización no han sido alcanzados. El principal problema es que PETROPERÚ dejó de beneficiarse de importantes ingresos por ventas provenientes de sus lotes debido a los altos precios del petróleo. Según la estatal PETROPERÚ, de 1992 a septiembre del 2005, la privatización generó pérdidas por 1.324 millones de dólares (véase recuadro 9).

En lo que concierne a las inversiones en explotación, la más importante ha sido la puesta en marcha del Lote 88 de Camisea. Esta inversión se desarrolló en dos etapas: de 1996 a 1998, Shell invirtió 246 millones de dólares y, del 2001 al 2005, el consorcio liderado por Pluspetrol invirtió 757 millones de dólares.

En el 2004 han comenzado las inversiones en el Lote 56 (adyacente a Camisea) y ya se han invertido 80 millones de dólares. Se espera una inversión total en la fase de explotación por 200 millones de dólares.

Recuadro 10

PETROPERU: LAS PÉRDIDAS DE LA PRIVATIZACIÓN

En el 2005, la empresa PETROPERÚ dio a conocer un informe en el que se detallaban las pérdidas sufridas por la empresa debido a la privatización de sus diferentes activos. Según este informe, la privatización significó pérdidas de 2.187 millones de dólares desde 1992 hasta septiembre del 2005.

A esta cifra hay que restarle los ingresos de 863 millones de dólares: 673 millones de dólares por ventas de los activos más 190 millones de dólares por transferencias anuales por los campos de PETROMAR y terminales de abastecimiento en diversos puntos del país.

La pérdida neta es, entonces, de 1.324 millones de dólares.

Los activos vendidos más importantes fueron los lotes petroleros productores (Lote 8 y Lote X, XI), así como la Refinería La Pampilla. También se vendió la flota petrolera (Transoceánica), la distribuidora de gas (Solgas) y 85 estaciones de servicio (entre otras).

Cuadro 28

INGRESOS DEL ESTADO POR LA PRIVATIZACIÓN DE PETROPERÚ

Ingresos del Estado por la Privatización de Petroperu		
Unidades Privatizadas	Mes-Año Privatización	Monto (MMUS\$)
Lote Z2-B Petromar	Nov-93	30
Venta de 85 Grifos	Jul-92	39
Venta de SOLGAS	Ago-92	6
Venta de flota petrolera (Transoceánica)	Dic-92	25
Transferencia de Lotes Petroleros 8/8/X	Jul-96	142
Venta de Refinería La Pampilla	Jul-96	181
Venta de Planta de Lubricantes	Sep-96	19
Plantas Eléctricas y Gas Natural	Nov-96	20
Transferencia de Lotes Petroleros X/XI	Dic-96	202
Concesión de Terminales (Norte - Centro - Sur)	Mar-98	9
Total de Ingresos del Estado		673

Fuente: Petroperu

Continuación

³⁷ Para un análisis detallado de la privatización en el Perú, ver Campodónico, Humberto (2004), Reformas e Inversión en la industria de hidrocarburos de América Latina, Serie Recursos Naturales e Infraestructura # 78, CEPAL, Santiago.

Recuadro 10 (conclusión)

Las pérdidas más importantes son por los campos productores de petróleo: el Lote 8 (selva norte), Talara y los campos mar afuera (Lote Z-2B) y suman 1.359 millones de dólares. Han sido estimadas así: se multiplica el volumen de petróleo producido por el margen de ganancia de 6,8 dólares/barril, que es un margen promedio desde la privatización hasta septiembre del 2005.

Cuadro 29

Utilidades de Operación dejadas de percibir por Petroperu por efecto de la Privatización			
Unidades	Mes/Año Privatizada	Utilidad Operación (MMUS\$) 1992-2005*	Supuestos para el cálculo
Lote Z2-B Petromar	Nov-93	484	Prod. 15 MBD, margen 6.8 US\$/BI
Venta de 85 grifos	Jul-92	106	1.8 Mgl/día. Margen US\$0.15/Gl. 85 grifos
Venta de Solgas	Ago-92	64	184 MMKg/año. Margen US\$0.88/cil de 10 Kg, 47% Participación de Mercado
Venta de Transoceánica	Dic-92	62	Margen US\$4,000/día por buque operativo
Transferencia de Lote 8 (productor)	Jul-96	565	Prod. 23 MBD. Margen 6.8 US\$/BI
Venta de Refinería la Pampilla	Jul-96	388	60% Utilidad Operativa Ref. Pampilla; Periodo '96-'05*; US\$ 646,2 millones.
Transferencia de Lotes Noroeste (productores)	Dic-96	310	Prod. 12 MBD. Margen US\$ 6.8//BI
Negocio Comercial Mayorista	Jul-96	146	37 MBD. Margen de comercialización US\$ 1.2/BI
Pta. Venta Aerop. Lima/Callao	May-01	62	Se dejó de percibir US\$ 1.2 millones mensuales.
Total Pérdida Económica		2187	

Fuente: Petroperú. * A setiembre del 2005.

Le sigue la pérdida de La Pampilla (388 millones de dólares), que ha sido estimada tomando en cuenta el 60% (porcentaje que se privatizó) de la utilidad operativa desde 1996 a septiembre del 2005. La venta de los 85 grifos causó 106 millones de dólares en pérdidas, estimadas así: venta de 1,800 galones/día, con un margen de 0,15 dólares/galón. Con Sol Gas se perdieron 64 millones de dólares (Sol Gas, hoy Repsol, controla el 33% del mercado).

Por la venta de los buques petroleros de su filial Petrolera Transoceánica, se perdieron 64 millones de dólares. Ahora Petroperú paga un margen operativo diario de 11.000 dólares por lo que antes costaba 7.000 dólares. También se vendió la planta de ventas del Aeropuerto Jorge Chávez, dejándose de percibir 62 millones de dólares (1,2 millones de dólares mensuales).

4. Inversión extranjera directa

Como la estatal PETROPERÚ no ha invertido en exploración y explotación después de la privatización de 1996, tenemos que el 100% de la inversión en el “*upstream*” es extranjera. El comportamiento de la IED ha sido variable. En el 2005 esta ascendió a 350 millones de dólares, lo que representó un aumento de 70%, respecto al año anterior. Cabe destacar que hasta el momento no se logra alcanzar el nivel invertido en 1997, cuando hubo desembolsos por 528 millones de dólares.

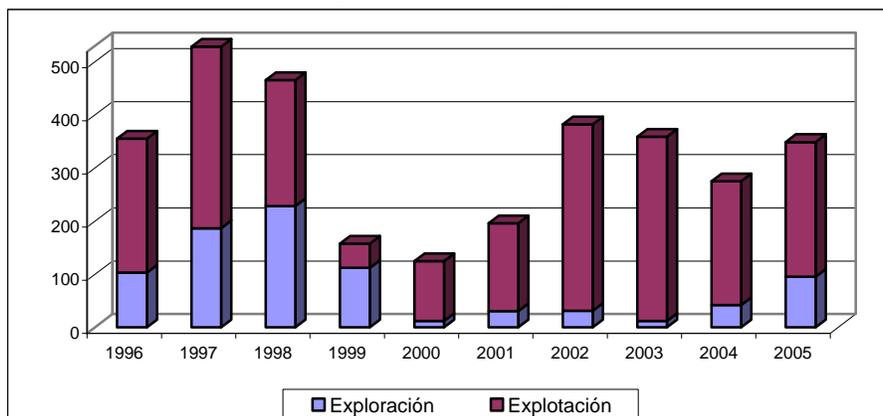
Dentro del “*upstream*” los montos destinados a la exploración de hidrocarburos, en promedio entre 1996 y el 2005, fueron el 25% la inversión total, mientras que el 75% se destina a la explotación. Desde el 2000 al 2005, la inversión en exploración ha bajado a 13% de la IED total en el “*upstream*”.

La inversión en exploración se incrementó de 1996 a 1999, alcanzando un promedio anual de 158 millones de dólares. Como estas inversiones no produjeron nuevos descubrimientos de petróleo, el interés decayó y, como consecuencia, las inversiones fueron de solo 12 millones de dólares en el 2000. En los últimos años, como consecuencia de los nuevos incentivos otorgados por las modificaciones en la legislación petrolera, la inversión en el sector ha vuelto a repuntar, llegando a 42 y 95 millones de dólares en el 2004 y 2005, respectivamente. La mayor parte de la inversión en exploración se viene realizando en la Selva. Así, en el 2005 el 88% fue invertido en esa zona por Occidental y Repsol.

En lo que concierne a la explotación, las mayores inversiones de 1996 a 1998 correspondieron al Lote 88 de Camisea (entonces operado por la *Shell*). Asimismo, las mayores inversiones del 2001 al 2004 corresponden al desarrollo del mismo Lote 88 de Camisea a cargo del

consorcio liderado por PLUSPETROL. En el 2005 se produce un aumento en las inversiones de PLUSPETROL en el Lote 8 y en el Lote 1 AB, así como por parte de PETROBRÁS y PETROTECH. También debe destacarse que en el 2005 comienzan las inversiones para la explotación del Lote 56 por el consorcio liderado por PLUSPETROL.

Gráfico 20
PERÚ: INVERSIÓN EXTRANJERA EN HIDROCARBUROS
(En millones de barriles)



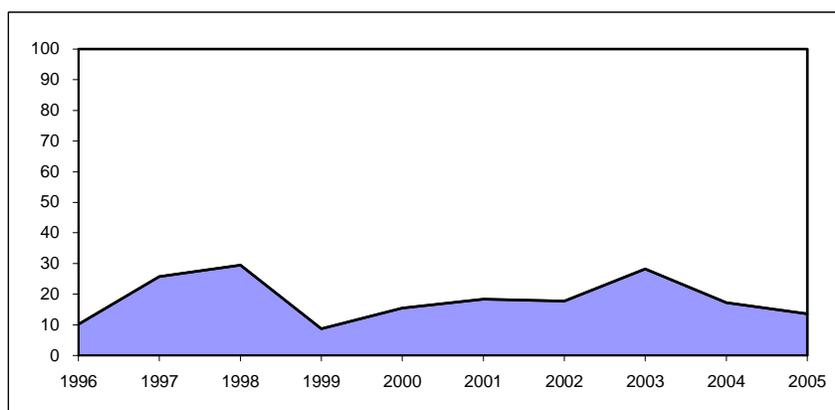
Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Entre 1996 y el 2005 la inversión en explotación tuvo un promedio anual de 234 millones de dólares. La principal zona de inversión en explotación es la selva con el 62% (sobre todo Camisea). Sigue la Costa Norte con el 29% donde destaca PETROBRÁS y, recientemente, *Petrotech* en el Zócalo Continental.

La participación de la IED en hidrocarburos, representa en promedio el 17% de la IED total. Estos montos de inversión incluyen las ventas de activos privatizados. La participación más baja fue del 9% en 1999, mientras que la más alta se registra en 1998, con 29%.

Cabe advertir que las cifras del sector hidrocarburos sólo incluyen los montos de inversión en las etapas del “*upstream*”, por lo que podría afirmarse que si se considera la inversión en el “*downstream*”, su participación debería aumentar ligeramente.

Gráfico 21
PARTICIPACIÓN DE LA IED EN EL UPSTREAM DE HIDROCARBUROS
SOBRE LA IED TOTAL



Fuente: Ministerio de Energía y Minas, y Banco Central de Reserva de Perú.

Recuadro 11**EL LOTE 56 Y LA EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL**

En Septiembre del 2004, Perupetrol, en representación del Estado peruano, y el consorcio Camisea celebraron el contrato de explotación del Lote 56 (adyacente a Lote 88). El objetivo principal es vender el gas natural al consorcio Perú LNG liderado por Hunt Oil, que procederá a la exportación de GNL (se menciona el mercado de México y, tal vez, Chile), mientras que los líquidos de gas natural serán comercializados por el consorcio Camisea.

El consorcio Perú LNG está formado por Hunt Oil (50%), SK (30%) y Repsol (20%). En enero del 2006 el Ministerio de Energía y Minas otorgó a Perú LNG un permiso para la construcción de la planta de licuefacción en Melchorita, lo que permitirá dar viabilidad al proyecto de exportación. Se prevé una exportación de 625 MMPCD (lo que equivale a 0,228 TPC anuales) provenientes del Lote 56 (contiguo a Camisea), que cuenta con reservas de 2,85 TPC en el 2005. La duración del contrato es de 18 años y medio.

Se estima que este proyecto demandará una inversión, en el Perú, de 2.200 millones de dólares, desagregada de la siguiente manera: desarrollo de los campos, 550 millones de dólares; ampliación del actual gasoducto: 550 millones de dólares; construcción de la Planta de Licuefacción: 1.100 millones de dólares. De concretarse, sería la primera planta de LNG en la costa del Pacífico de América del Sur.

Existen críticas al proyecto por parte de diversos expertos. Se afirma que no existen en el país la suficiente cantidad de reservas de gas para atender el mercado interno, por lo que no debe procederse a la exportación hasta que se certifique el descubrimiento de nuevas reservas. También se objeta el precio del gas natural para la exportación acordado en el contrato, pues éste sería inferior al precio de venta en el mercado interno.

Fuente: Información proporcionada por el Ministerio de Energía y Minas y artículos periodísticos.

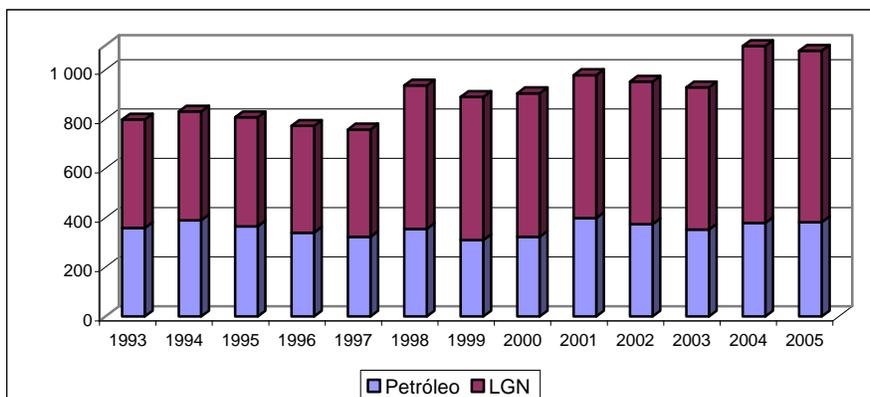
5. Reservas

En Perú, desde 1976 no ha habido descubrimientos significativos de petróleo, por lo que las reservas probadas se han mantenido estancadas: fueron 358 millones de barriles en 1993 y aumentaron ligeramente llegando a 383 mmb en el 2005.

Sin embargo, sí han aumentado las reservas de los líquidos de gas natural (LGN), provenientes de los yacimientos de Camisea (Lote 88 y Lote 56). Estas reservas ascendieron a 695 mmb en el 2005. Las reservas de LGN provienen, en más del 90%, de los yacimientos de Camisea I (Lote 88) y Camisea II (Lote 56).

En total, las reservas de petróleo más líquidos del gas natural ascendieron a 1.078 mmb en el 2005. Como se aprecia, las reservas de LGN duplican a las de petróleo.

Gráfico 22
PERÚ: RESERVAS DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
(En millones de barriles)



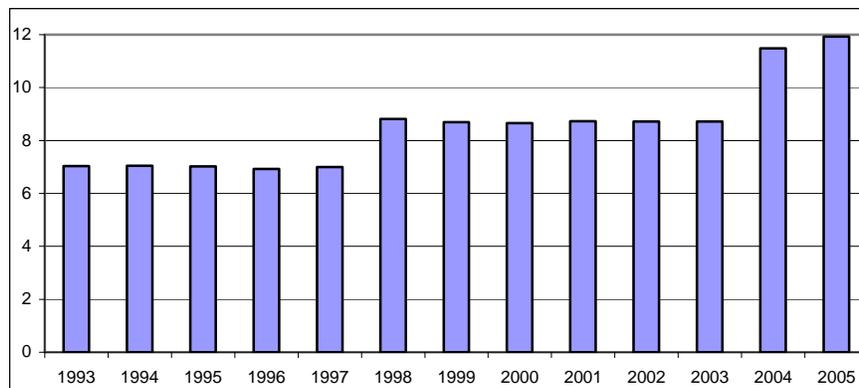
Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Las reservas de gas natural de Perú ascendieron en el 2005 a 11,9 bpc. El 94,6% de las reservas se encuentran en los yacimientos de Camisea en la Selva Sur del Perú.³⁸ Vale la pena recordar que las reservas de Camisea provienen de dos lotes: el Lote 88 (que tiene la mayor parte y

³⁸ Vale la pena recordar que las reservas de Camisea provienen de dos lotes: el Lote 88 (que tiene la mayor cantidad de reservas y está en explotación) y el Lote 56 (que está en la fase de inversión).

actualmente está en la etapa de producción) y el Lote 56 (que está en la fase de preparación de la inversión). El resto de las reservas está en la Costa Norte (3,3%) y en la Selva Central (2,1%).

Gráfico 23
PERÚ: RESERVAS DE GAS NATURAL
(En billones de pies cúbicos)



Fuente: Ministerio Energía y Minas

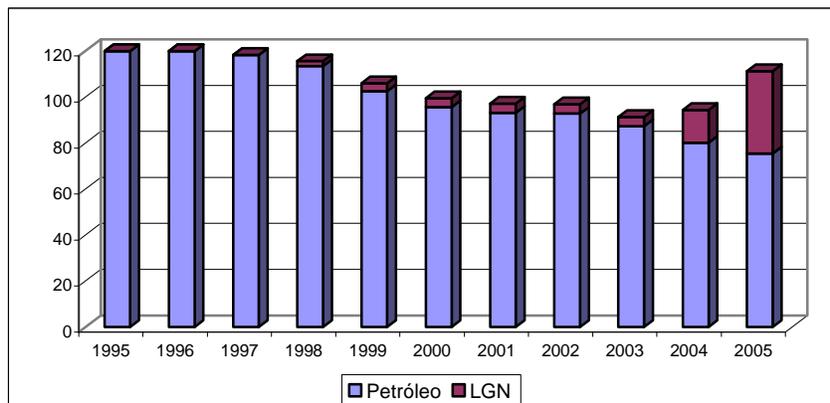
6. Producción

La producción de hidrocarburos líquidos, venía decreciendo desde los años noventa, fijándose en 78 mbd en el 2005. Sin embargo, la entrada en producción de Camisea desde el 2004 (con 35 mbd de LGN) produjo una recuperación, como detallaremos a continuación.

La producción de petróleo ha venido cayendo desde 1995, cuando se produjeron 122 mbd (en ese momento prácticamente todos los hidrocarburos líquidos consistían en petróleo). En el 2005 la producción llegó a su nivel más bajo con 75 mbd.

El hecho positivo es que, a partir de 1998 se empieza a producir LGN en los campos de Aguaytía en la Selva Central, aunque en pequeñas cantidades (4 mbd en el 2005). Es cuando llegan a Lima los LGN de Camisea (Lote 88) que la producción aumentará significativamente (32 mbd en el 2005). En total, en el 2005 la producción de LGN ascendió a 36 mbd.

Gráfico 24
PERÚ: PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
(Miles de barriles diarios)



Fuente: Ministerio de Energía y Minas

Los mayores productores de hidrocarburos líquidos en el Perú son los Lotes 8 y 1AB (en la selva norte del Perú), con el 41% del total (véase cuadro 30). En ambos lotes el operador es PLUSPETROL, en consorcio con otras empresas (véase recuadro 9). Luego vienen PETROBRÁS y

PETROTECH en la Costa Norte, con el 11 y 10%, respectivamente. La estatal china Sapet tiene el 3% de la producción de petróleo.

Cuadro 30
PERÚ: PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS, POR EMPRESA
(Millones de barriles)

Petróleo	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2005 (en %)
Lote 1AB - Pluspetrol (1)	52	50	48	40	37	35	37	36	32	27	25,0
Lote 8 - Pluspetrol (2)	26	27	28	27	26	25	25	21	19	17	16,0
Lote X - Petrobras (2)	14	14	13	13	12	12	11	12	11	13	11,0
Petrotech	18	17	16	14	13	13	12	12	11	11	10,0
Sapet – China (2)	3	5	4	4	4	4	3	3	4	3	3,0
Otros	7	5	4	4	4	3	3	3	3	4	3,0
Sub Total Petróleo	120	118	113	103	96	93	93	87	80	75	68,0
LGN											
Pluspetrol - Lote 88	0	0	0	0	0	0	0	0	10	32	29,0
Maple - Aguaytia	0	0	2	3	4	4	4	4	4	4	3,0
Sub Total LGN	0	0	2	3	4	4	4	4	14	36	32,0
Total	120	118	116	106	99	97	97	91	94	111	100,0

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

(1) Hasta el año 2000, el Lote 1AB era de Occidental. (2) Hasta 1996 perteneció a Petroperú.

La producción de LGN dentro del total de la producción de hidrocarburos líquidos en el Perú ha venido cobrando importancia en los últimos años, representando el 32% del total. La producción del Lote 88 representa el 29%, mientras que Maple tiene una participación del 3%.

Recuadro 12

LA PRESENCIA DE PLUSPETROL EN EL PERÚ

La argentina PLUSPETROL ingresó al Perú en 1996 y de esa fecha hasta ahora se ha convertido en uno de los actores más importantes del sector exploración y explotación ("upstream") de hidrocarburos en este país.

En 1996 PLUSPETROL adquirió el Lote 8 de PETROPERÚ (Selva Norte) en el proceso de privatización. En el consorcio que explota el Lote 8, PLUSPETROL es el operador y tiene una participación del 33%. También participa la estatal China Nacional Petroleum Corporation Internacional Ltda. con el 27% y tres empresas coreanas: Korea Petroleum Development Corporation con el 20%, Daewoo Corporation con el 11.67% y Yukong Limited con el 8.33%.

En el 2000, PLUSPETROL le compró a Occidental el 100% del Lote 1 AB (también en la Selva Norte). En el 2004, PLUSPETROL se quedó con el 55% de las acciones pues vendió el 45% a la estatal China Nacional Petroleum Corporation (CNPC) Internacional ANDES Ltda. PLUSPETROL es el operador del Lote 1AB.

Estos dos lotes producen el 59% y el 41% de la producción de petróleo y de la producción de petróleo y LGN, respectivamente.

En febrero del 2000, un consorcio liderado por PLUSPETROL ganó la licitación del Lote 88 (Camisea). Pluspetrol es el operador de este Lote, con una participación del 27,2%. Los otros integrantes del consorcio son Hunt Oil (Estados Unidos, 25,2%), SK (Corea del Sur, 17.6%), Sonatrach (Argelia, 10%), Tecpetrol (Argentina, 10%) y Repsol (España, 10%).

El Lote 88 representa el 53% del gas natural que se produce en el Perú.

En el 2005 se formó un Consorcio para la explotación del gas y LGN del Lote 56 (adyacente a Camisea), cuyo inicio está previsto para el 2007. Este Consorcio, donde el operador es PLUSPETROL, tiene la misma composición accionaria que el Consorcio que explota el Lote 88.

PLUSPETROL también participa en el consorcio Transportadora de Gas del Perú (TGP) que construyó los ductos de gas natural y de LGN desde Camisea a la costa peruana. La argentina Teggas es la operadora de los ductos con una participación del 23,6%, seguida de SONATRACH con el 21,2%. Luego vienen PLUSPETROL y Hunt Oil, con 12,4% cada una. También participan SK (11,2%), Repsol (10%), Tractebel (8%) y la peruana Graña y Montero con el 1,2%.

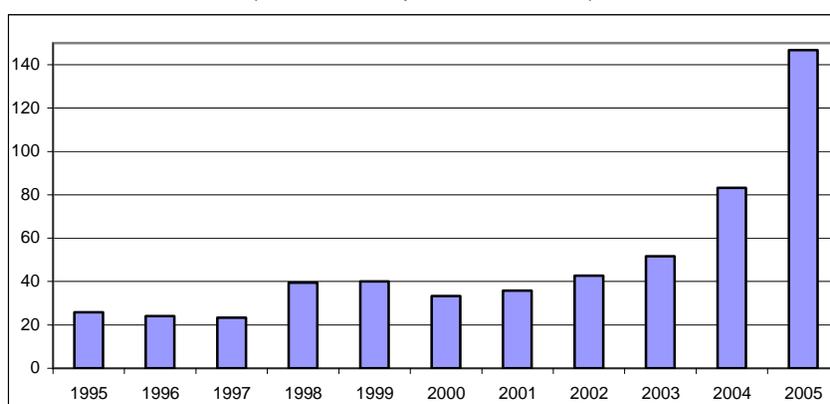
Fuente: Ministerio de Energía y Minas y diversos artículos periodísticos.

La producción de gas natural ha tenido un crecimiento exponencial, sobretodo en los dos últimos años (ver gráfico 23). Desde 1995 hasta el 2005, se tiene una tasa de crecimiento promedio

anual de 23%. Sin embargo, cuando entra en producción el gas de Camisea (agosto del 2004), la tasa de crecimiento se eleva en 61% y 76%, respectivamente, para el 2004 y el 2005.

En el 2005 se alcanzó una producción de 147 mmpcd, lo que constituye un record histórico para el Perú.³⁹ Se espera que los niveles sean superiores para los próximos años, dado que el mercado interno recién se encuentra en maduración y existen compromisos de exportación a México a partir del Lote 56.

Gráfico 25
PERÚ: PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL
(En millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: Ministerio de Energía y Minas

La mayor producción de gas natural proviene del Lote 88, de propiedad de un consorcio liderado por PLUSPETROL (véase recuadro 11). En el 2005, su participación en la producción nacional de gas natural fue del 53,1%, proyectándose mayores incrementos en el futuro.

El segundo productor más importante es la empresa Aguaytia, ubicada en la Selva Central. Le sigue *Petrotech* que produce el 6,9% en el zócalo continental (norte). En cuarto lugar se ubica Petrobrás, que actúa en la costa norte, con el 6,8%.

Cuadro 31
PERÚ: PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL, POR EMPRESA
(En millones de pies cúbicos diarios)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Estructura 2005
Pluspetrol	0	0	0	0	19	78	53,1
Aguaytia	9	15	24	27	36	42	28,4
Petrotech	14	9	8	10	11	10	6,9
Petrobras	7	8	6	7	8	10	6,8
Sapet	3	3	3	4	4	3	2,2
GMP	0	0	0	1	2	3	1,8
Otros	0	0	1	2	2	1	0,8
Total	33	36	43	51	83	147	100,0

Fuente: Ministerio de Energía y Minas

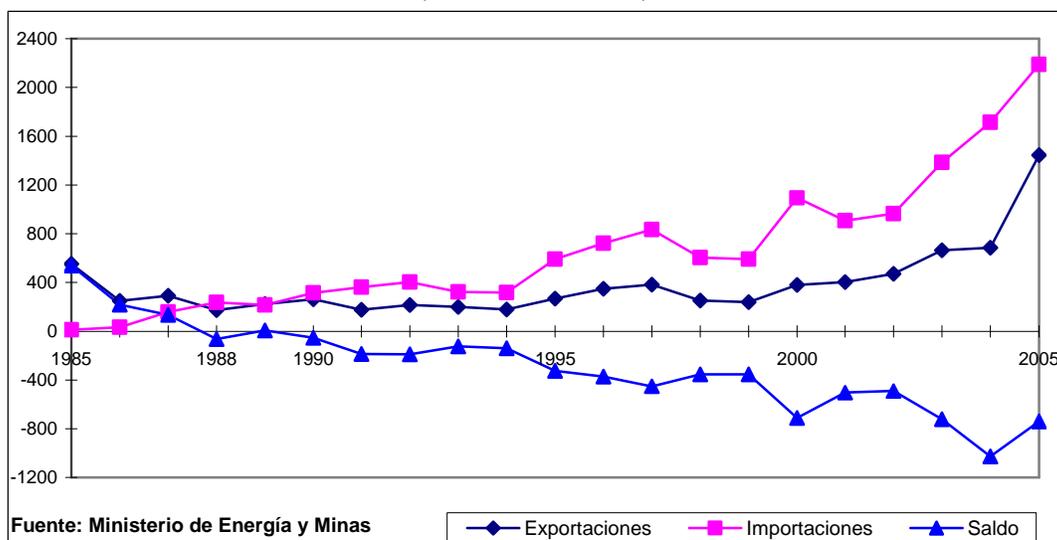
7. Balanza comercial petrolera

El Perú es importador neto de petróleo desde fines de la década de 1980. Esta condición se ha venido agravando en los últimos años, debido a que no ha habido nuevos descubrimientos de petróleo (véase gráfico 26). Del 2000 al 2005, las importaciones de petróleo sumaron la cantidad de 8.253 millones de dólares.

³⁹ Sin embargo, comparado con otros países de la Región la producción es aún muy pequeña.

En el 2005, el déficit de la balanza comercial petrolera alcanzó los 742 millones de dólares: por lo que la economía se ve desfavorecida por las fuertes alzas en el precio del petróleo.

Gráfico 26
PERU: BALANZA COMERCIAL PETROLERA 1985 - 2005
(En millones de dólares)



Fuente: Ministerio de Energía y Minas

Las principales importaciones son de petróleo crudo ligero, diesel 2 y *kerosene*, que tienen altos precios en el mercado internacional, mientras que se exportan crudos pesados y petróleos industriales (residuales) que tienen bajos precios en el mercado internacional. En el 2005 los precios de la canasta de importación fueron 20% mayores a los de exportación.

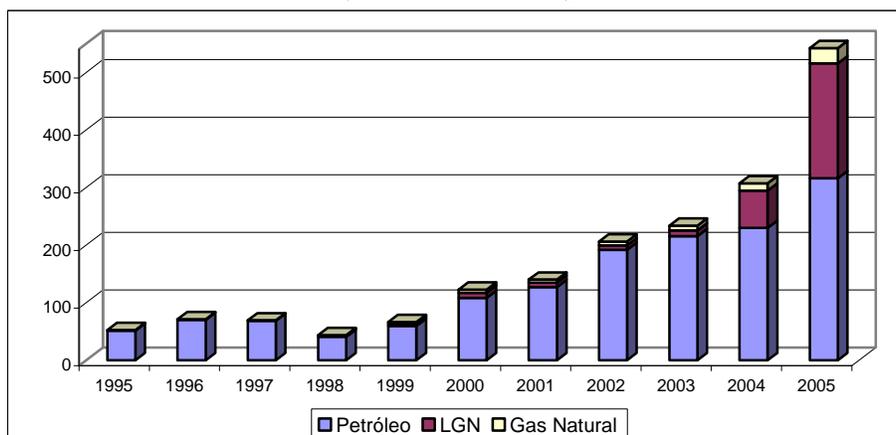
8. Recaudación de regalías

La legislación peruana establece que los contratistas deben pagar una regalía al Estado, la cual varía de acuerdo a un Factor "R". Las regalías se negocian en cada contrato. Se estima que, en promedio, las regalías oscilan entre el 20 y el 25% del valor bruto de la producción.

A pesar de la disminución de la producción de petróleo, la recaudación de regalías ha venido aumentando debido, de un lado, al aumento del precio internacional del petróleo y, de otro, a la nueva producción de LGN provenientes del gas de Camisea (Lote 88). En el 2005 las regalías totales ascendieron a 543 millones de dólares por el total de hidrocarburos. En lo que respecta a las regalías provenientes de la explotación de petróleo, sus montos han aumentando desde 52 millones de dólares en 1995 hasta 316 millones de dólares en el 2005, contando una tasa de crecimiento promedio anual de 25%. No obstante, la participación de las regalías por petróleo en la recaudación total descendió desde 98% en 1995 hasta 58% en el 2005, debido al impulso del LGN y, en menor medida, del gas natural.

De su lado, las regalías provenientes de los LGN, ascendieron a 199 millones de dólares en el 2005, lo que representó un aumento de 208% respecto al 2004, cuando se obtuvieron ingresos por 65 millones de dólares. Su participación ha aumentado desde el 3% en 1998 hasta 37% en el 2005. Cabe mencionar, que esta regalías provienen, mayoritariamente, del lote 88 de Camisea (Cusco). Una pequeña fracción corresponde al lote 31-C (Ucayali).

Gráfico 27
PERÚ: RECAUDACIÓN DE REGALÍAS EN EL SECTOR HIDROCARBUROS
 (En millones de dólares)



Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Cuadro 32
PERÚ: REGALÍAS POR HIDROCARBUROS
 (En millones de dólares)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2005 (%)
Petróleo	70	68	41	60	108	127	192	215	230	316	58
LGN	0	0	1	4	9	8	8	10	65	199	37
Lote 88	0	0	0	0	0	0	0	0	50	177	33
Gas Natural	1	1	2	3	6	5	7	8	13	27	5
Total País	71	69	43	66	123	140	206	234	308	543	100

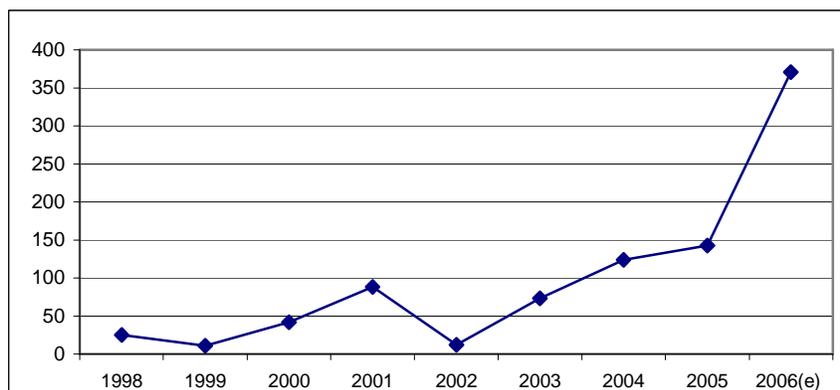
Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Asimismo, por la explotación de gas natural también se reportó regalías, aunque en menor proporción que los hidrocarburos líquidos. Estas se elevan desde 1 millón de dólares en 1995 hasta 27 millones de dólares en el 2005. Su participación en el pago de regalías totales es menor a 5% en todos los años. Las regalías de gas natural provienen mayoritariamente del Lote 88 y en menor medida del Lote 31-C.

Recaudación tributaria por impuesto a la renta

Según información oficial de la Superintendencia Nacional de Administración Tributaria (SUNAT), el pago por impuesto a la renta del sector hidrocarburos ha venido ascendiendo desde 25 millones de dólares en 1998 hasta 371 millones de dólares estimados para el 2006, lo que representa una tasa de crecimiento anual promedio superior al 100%. Este incremento se debe al alza de los precios del petróleo en el mercado internacional y a la entrada en producción del Lote 88 de Camisea.

Gráfico 28
PERÚ: IMPUESTO A LA RENTA Y REGULARIZACIÓN DE EMPRESAS PETROLERAS
(En millones de dólares)



Fuente: SUNAT-Superintendencia de Administración Tributaria

Cabe resaltar que la recaudación fiscal más importante proviene de las regalías, con el 74% del total en promedio para los años 1998 al 2006, mientras que el 26% restante corresponde al impuesto a la renta.

En relación de la recaudación por impuesto a la renta del sector hidrocarburos, este representa menos del 6% respecto a la recaudación total por impuesto a la renta. Sin embargo, en la categoría de ingresos fiscales no tributarios la participación de las regalías provenientes del sector hidrocarburos respecto al total de ingresos no tributarios, ha venido aumentando considerablemente desde 4% en 1998 hasta 43% en el 2006.

Cuadro 33
RECAUDACIÓN FISCAL POR IMPUESTO A LA RENTA Y REGALÍAS POR HIDROCARBUROS
(En millones de dólares)

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006(e)
Total Ingresos Fiscales									
Corrientes	9 032	7 495	7 915	8 245	8 202	8 990	10 463	12 418	16 032
1. Ingresos Tributarios	7 981	6 492	6 505	6 726	6 900	7 864	9 191	10 777	13 856
Impuesto a la Renta (a)	2 021	1 492	1 466	1 609	1 717	2 278	2 655	3 390	5 774
Impuesto a la Renta Hidrocarburos (b)	25	11	42	88	12	73	124	143	371
Participación Hidrocarburos (b/a)	1,0	1,0	3,0	5,0	1,0	3,0	5,0	4,0	6,0
2. Ingresos No Tributarios (c)	1 052	1 003	1 410	1 519	1 302	1 127	1 272	1 641	2 176
Regalías Hidrocarburos (d)	43	66	123	140	206	234	308	543	933
Participación Hidrocarburos (d/c)	4,0	7,0	9,0	9,0	16,0	21,0	24,0	33,0	43,0

Fuente: Ministerio de Energía y Minas, Sunat, Mef y BCRP.

Bibliografía

- Altomonte, Hugo y Jorge Rogat (2004), “Políticas de precios de combustibles en América del Sur y México: implicancias económicas y ambientales, CEPAL, Serie Manuales 35, Santiago de Chile, agosto.
- Amaya Montejó, Jorge Andrés (2005), “Perspectivas del Mercado de Gas Natural en la Comunidad Andina y Recomendaciones Puntuales”, Comunidad Andina, XIII Programa de Pasantías Comunidad Andina-BID/INTAL, Lima, junio.
- Antelo, Eduardo (2005), “Posibles Impactos Económicos de la Nueva Ley de Hidrocarburos en Bolivia”, Viernes, 3 de junio.
- Apoyo & Asociados (2006), “Perú: Pluspetrol Norte S.A.”, Asociados a: FitchRatings, mayo, www.aai.com.pe
- Arce Catacora, Luis (2006), “Desempeño Macroeconómico”, Ministerio de Hacienda, marzo.
- ___(2006), “Economía Boliviana: Realidad y Expectativas”, Ministerio de Hacienda.
- Banco Central de Bolivia (2005), “La Economía Boliviana: Situación Actual”, República de Bolivia, 22 de diciembre.
- Banco Central de la República Argentina (2005), “Informe al Congreso de la Nación: Año 2004”, Buenos Aires, noviembre.
- Banco Mundial (2005), “Estudio Comparativo sobre la Distribución de la Renta Petrolera en Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú”, Programa de Asistencia a la Gestión del Sector de la Energía (ESMAP), agosto
- British Petroleum (2005), “BP Statistical Review of World Energy 2005”, Putting energy in the spotlight, London, June.
- Business News Americas (2006), “El Resurgimiento de las Petroleras Estatales: El papel de las empresas estatales latinoamericanas en el contexto de precios cada vez mayores”, Grupo de Energía de BNAmericas, Energy Intelligence Series, febrero.
- Campodónico, Humberto (1996), “El Ajuste Petrolero: Políticas empresariales en América Latina de cara al 2000”, Desco, Lima-Perú.

- ___ (1998), “El régimen de contratación petrolera de América Latina en la década de los noventa”, CEPAL, Cuadernos de la CEPAL, Santiago de Chile.
- ___ (2000), “Privatización y conflictos regulatorios: el caso de los mercados de electricidad y combustibles en el Perú”, CEPAL, Serie Recursos Naturales e Infraestructura 8, Santiago de Chile, marzo.
- ___ (2004), “Reformas e inversión en la industria de hidrocarburos de América Latina”, CEPAL, Serie Recursos Naturales e Infraestructura 78, Santiago de Chile, octubre.
- Carolina Villalba Madero (2006), “Petrobrás: ¿Un proyecto de integración o una forma de explotación regional?”, Publicado por Bolpress, Boletín N° 160.
- Cayrade, Patrick (2002), “Gas Market Integration in South America – Scenarios to 2015”, 3^{er} Lacgec Santa Cruz – Bolivia, April.
- CEPAL (2001), “La Inversión Extranjera en América Latina y el Caribe, 2001”, Santiago de Chile.
- ___ (2004), “La Inversión Extranjera en América Latina y el Caribe, 2004”, Santiago de Chile.
- ___ (2005), “Anuario Estadístico de América Latina y el Caribe”, Santiago, Chile.
- ___ (2005), “La Inversión Extranjera en América Latina y el Caribe, 2005”, Santiago de Chile.
- Collins, Tom (2003), “NOC REFORM: Restructuring, Commercialization and Privatization”, National Oil Companies Current Roles and Future Prospects, May.
- De la Rosa, Marco (2005), “Integración a través de la Convergencia Energética: Desarrollo sostenido en América Latina”, Vicepresidente Global Asuntos Regulatorios, AES Corporation, I Congreso Euroamericana de la Energía, Madrid España, octubre..
- Ecopetrol (2003), “Informe Anual 2003”, República de Colombia.
- ___ (2004), “Informe Anual 2004”, República de Colombia.
- Energy Information Administration (2006), “Argentina Country Analysis Brief”, www.eia.doe.gov.
- ___ (2006), “Bolivia Country Analysis Brief”, www.eia.doe.gov.
- ___ (2006), “Colombia Country Analysis Brief”, www.eia.doe.gov.
- ___ (2006), “Ecuador Country Analysis Brief”, www.eia.doe.gov.
- ___ (2006), “Perú Country Analysis Brief”, www.eia.doe.gov.
- Ente Nacional Regulador de Gas – Enargas (2004), “Informe Anual 2004”, www.enargas.gov.ar.
- Galano, Nicolás (1998), “Determinantes de la Inversión en el Sector Petróleo y Gas en la Argentina”, CEPAL, Serie Reformas Económicas 7, Santiago de Chile.
- García Carrizosa, Raúl Eduardo (2006), “Estadísticas de la Industria”, Agencia Nacional de Hidrocarburos, República de Colombia.
- Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (2001), “La Posición de Inversión Internacional de Argentina a fines del Año 2001”, Dirección Nacional de Cuentas Internacionales, www.mecon.gov.ar/cuentas/internacionales/.
- ___ (2002), “La Posición de Inversión Internacional de Argentina a fines del Año 2002”, Dirección Nacional de Cuentas Internacionales, www.mecon.gov.ar/cuentas/internacionales/.
- ___ (2003), “La Posición de Inversión Internacional de Argentina a fines de 2003”, Dirección Nacional de Cuentas Internacionales, www.mecon.gov.ar/cuentas/internacionales/.
- ___ (2004), “Estimaciones Trimestrales del Balance de Pagos y de Activos y Pasivos Externos de la República Argentina 2002, 2003 y primer trimestre 2004”, Dirección Nacional de Cuentas Internacionales, Buenos Aires, Junio.
- ___ (2004), “La Posición de Inversión Internacional de Argentina a fines de 2004”, Dirección Nacional de Cuentas Internacionales, www.mecon.gov.ar/cuentas/internacionales/.
- ___ (2004), “Revisión de las estimaciones de IED del Sector Privado no Financiero”, Dirección Nacional de Cuentas Internacionales, República de Argentina.
- ___ (2005), “Estimaciones Trimestrales del Balance de Pagos y de Activos y Pasivos Externos de la República Argentina 2003, 2004 y primer trimestre 2005”, Dirección Nacional de Cuentas Internacionales, Buenos Aires, junio.
- ___ (2006), “Estimaciones Trimestrales del Balance de Pagos y de Activos y Pasivos Externos 2004 y 2005”, Dirección Nacional de Cuentas Internacionales.
- ___ (2006), “Estimaciones Trimestrales del Balance de Pagos y de Activos y Pasivos Externos de la República Argentina 2004 1º y 2º trimestre de 2006”, Dirección Nacional de Cuentas Internacionales, Buenos Aires, Setiembre.
- Kochhar, Kalpana; Sam Ouliaris; and Hossein Samiei (2005), “What Hinders Investment in the Oil Sector?”, International Monetary Fund, Research Department, February.

- Kozulj, Roberto (2002), “Balance de la Privatización de la Industria Petrolera en Argentina y su impacto sobre las inversiones y las competencias en los mercados minoristas de combustibles”, División de Recursos Naturales e Infraestructura, Serie 46, Santiago de Chile, julio.
- _____(2005), “Crisis de la industria del gas natural en Argentina”, CEPAL, Serie Recursos Naturales e Infraestructura 88, Santiago de Chile, marzo.
- _____(2005), “La Industria del gas natural en América del Sur: situación y posibilidades de la integración de mercados”, CEPAL, Serie Recursos Naturales e Infraestructura 77, Santiago de Chile, diciembre.
- LAEFM Colombia (2006), “Fondo de Inversión en HC de Colombia – “FIHC”, enero.
- Larrañaga, Francisco Javier (2006), “Proyección de las Fuentes de Energía en el Mundo”, Director VETRA Group, III Congreso Internacional de Minería, Petróleo y Gas Cartagena, 05-07/07/2006, Colombia.
- Law Society CPD Accredited (2004), “How to Manage the Evolving Relationship Between NOCs and IOCs Through Effective Production Sharing Agreements”
- Machinea, José Luis (2005), “La Inversión Extranjera en América Latina y el Caribe – Informe 2004”, Presentación del Secretario Ejecutivo, CEPAL, Santiago de Chile, marzo.
- _____(2006), “La Inversión Extranjera en América Latina y el Caribe – Informe 2005”, Presentación del Secretario Ejecutivo, CEPAL, Santiago de Chile, abril.
- Macroconsult (2006), “Pautas para la Formulación de Políticas de Precios Relativos de los Energéticos mediante la aplicación del Impuesto Selectivo al Consumo”, Lima – Perú.
- Marcel, Valerie (2006), “National oil companies: Who are they and where are they going?”, The Royal Institute of International Affairs, April.
- Martínez Villegas, Alejandro (2006), “Precio del Petróleo: amenaza latente. Oportunidades y Desafíos para Colombia”, “Foro riesgos globales que impactan a la economía colombiana”, LA REPUBLICA y ANALDEX, Bogotá, marzo 23 de 2006.
- McPherson Charles (2003), “National Oil Companies Evolution, Issues, Outlook”, Senior Adviser Oil, Gas and Chemicals, World Bank Group.
- Medinaceli Monrroy, Sergio Mauricio (2003), “Sistemas Impositivos Aplicados al Sector Petrolero en Bolivia 1990 – 2002”, Cámara Boliviana de Hidrocarburos, noviembre.
- Mendiawelso Bendek, Rodrigo (2006), “Proyecto de Exportación de Gas Natural”, Gerente Comercial y de Desarrollo de Proyectos Chevron Petroleum Company, IX Congreso ARPEL Cartagena, Julio 5, 2006.
- Ministerio de Energía y Minas del Perú – MINEM (2006), “Anuario Estadístico de Hidrocarburos 2005”, http://www.minem.gob.pe/hidrocarburos/pub_anuario_2005.asp.
- _____(2006), “Informe Anual de Reservas: Petróleo, Gas y Líquidos de Gas Natural al 31 de Diciembre del 2005”, Dirección Nacional de Hidrocarburos, [//www.minem.gob.pe/archivos/dgh/publicaciones/reserva2005.pdf](http://www.minem.gob.pe/archivos/dgh/publicaciones/reserva2005.pdf).
- Ministerio de Energía y Minas del Ecuador; Petroecuador (2006): Situación Financiera de Petroecuador , Quito.
- _____(2006): Transformación de las Empresas Petroleras Estatales de Latinoamérica; con la colaboración del Congreso de la República, Petroecuador y la Presidencia de la República, Quito, octubre.
- Ministerio de Hidrocarburos de Bolivia (2006), “Estadísticas” www.hidrocarburos.gov.bo
- Ministerio de Planificación del Desarrollo de Bolivia (2006), “Informe Económico y Social 2005 y Perspectivas 2006”, Unidad de Análisis de Políticas Sociales y Económicas, La Paz Marzo del 2006.
- _____(2006), “Informe Económico y Social Primer Semestre del 2006 y Perspectivas”, Unidad de Análisis de Políticas Sociales y Económicas, La Paz marzo.
- OPEP (2004), “Annual Statistic Bulletin”
- Petroecuador (2006): Informe Estadístico 2005, Quito.
- Petroperu (2004), “Memoria Anual 2004”, República del Perú.
- _____(2006), “Informe Auditoria al 31 de Diciembre del 2004 y 2005”, República del Perú, Febrero del 2006.
- Sanchez Albavera, Fernando (2005), “La Visión de la CEPAL”, Director de la División de Recursos Naturales e Infraestructura, 40 Aniversario de Desco, Lima, Perú.
- Schuster, Richard (2006), “Oil Market Dynamics – Supply Side Rules”, EDC, Economic Analysis and Forecasting, February.
- Secretaría de Energía (2004), “Boletín Mensual de Combustibles”, Tecnología de la Información, Dirección General de Cooperación y Asistencia Financiera, República de Argentina, mayo.
- _____(2004), “Informe de Coyuntura Energética Junio 2004”, Año III, N° 10, Centro de Estudios Energéticos, República de Argentina.
- _____(2005), “Información Institucional”, Subsecretaría de Combustibles y Dirección Nacional de Exploración, Producción y Transporte de Hidrocarburos, República de Argentina.

- ___(2005), “Panorama Energético”, República de Argentina.
- Stevens, Paul (2003), “National Oil Companies: Good or Bad? – A Literature Survey”, Centre for Energy, Petroleum and Mineral Law and Policy, University of Dundee, Scotland, May.
- Superintendencia Nacional de Administración Tributaria – SUNAT (2006), “Nota Tributaria”, Agosto del 2006, Año 15 N° 08.
- Unidad de Planeación Minero Energético –UPME (2005), “La Cadena del Petróleo en Colombia”, República de Colombia, Bogota, febrero.
- ___ 2006), “Boletín Estadístico de Minas y Energía 1999 – 2005”, República de Colombia.
- Zamora, Armando (2006), “Perspectivas de nuevas reservas”, Agencia Nacional de Hidrocarburos, www.anh.gov

ANEXO

1. El desarrollo del Lote 88 de Camisea

Los contratos de explotación, transporte y distribución por el Lote 88 de Camisea fueron firmados a finales del año 2000. Las reservas probadas del Lote 88 ascienden a 8,12 billones de pies cúbicos,

Su desarrollo se constituye en una opción estratégica central de la política energética, ya que permitirá aumentar de manera significativa la producción 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 GLP).

El Lote 88 está formado por dos campos, San Martín y Cashiriari (ubicados en la selva amazónica), descubiertos en 1984 por Shell. En 1987-88, 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. Para que se materialice la inversión el gobierno peruano otorgó al consorcio, mediante el Decreto 818, una serie de incentivos que permitían incrementar la rentabilidad del proyecto (devolución anticipada del Impuesto General a las Ventas; fraccionamiento en el pago de los aranceles, etc).

El consorcio desarrolló reservas de gas natural probadas equivalentes a 8,12 billones de pies cúbicos (tpc, en inglés) 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.

Por ello, el gobierno tuvo que volver a licitar el proyecto. En febrero del 2000, el consorcio integrado por Pluspetrol (Argentina, 40%), Hunt Oil (Estados Unidos, 40%) y SK Corporation (Corea del Sur, 20%), se adjudicó la explotación del yacimiento por un periodo de 40 años a cambio de una inversión inicial de US\$ 400 millones, estimándose una inversión total durante el período por US\$ 1,600 millones.

La IED en desarrollo y explotación del Lote 88 de Camisea ascendió a un total de 1.720 millones de dólares. Esta inversión se desglosa de la siguiente manera: 850 millones de dólares para el desarrollo y explotación del campo (lo que incluye la planta de fraccionamiento en Paracas). Adicionalmente se invirtió 800 millones de dólares en los ductos de gas y líquidos y 70 millones de dólares en la distribución en Lima.⁴⁰

Ejecutivos de Pluspetrol han proyectado que el Estado peruano percibirá alrededor de 1.900 millones de dólares por concepto de impuestos y de 3.500 millones de dólares por regalías.

En octubre del 2000, el transporte y la distribución de gas natural y subproductos le fue adjudicado al consorcio Transportadora de Gas del Perú (TGP), encabezado por la empresa argentina TECHINT. Además de TECHINT, que tiene una participación de 30%, forman parte de este consorcio las empresas SONATRACH (Argelia, 10%), Graña y Montero (Perú, 12%),

⁴⁰ Ver "Bonos Titulizados Hunt Oil", Apoyo y Asociados, Fitch Ratings, Mayo 2006, p. 7 y 12, www.aai.com.pe

SK Corporation (9.6%), Hunt Oil (19.2%) y Pluspetrol (19.2%). TGP ofreció una inversión de 1.450 millones de dólares por un contrato de 33 años de duración.

En mayo del 2002, la empresa Tractebel (que forma parte del Grupo Suez, de Francia) se adjudicó el concurso para administrar la distribución de gas natural en la ciudad de Lima, constituyendo la empresa Gas Natural de Lima y Callao (GNLC), que ha cambiado su denominación a Cálidda. La inversión que realizará Tractebel asciende a 200 millones de dólares. El gas de Camisea llegó a Lima en agosto del 2004.



NACIONES UNIDAS

Serie

C E P A L

Recursos naturales e infraestructura

Números publicados

El listado completo de esta colección, así como las versiones electrónicas en pdf están disponibles en nuestro sitio web: cepal.org/publicaciones

122. Gestión mixta y privada en la industria de hidrocarburos, Humberto Campodónico (LC/L.2711-P) N° de venta S.07.II.G.59 (US\$ 10,00), abril de 2007.
121. La gestión de la industria de hidrocarburos con predominio del Estado, Humberto Campodónico. (LC/L.2688-P) N° de venta S.07.II.G.39 (US\$ 10,00), marzo de 2007.
120. La agenda minera en Chile: revisión y perspectivas, Juan Carlos Guajardo B. (LC/L.2674-P) N° de venta S.07.II.G.23 (US\$ 10,00), febrero de 2007.
119. Mercado de energías renovables y mercado del carbono en América Latina: Estado de situación y perspectivas, Lorenzo Eguren (LC/L.2672-P) N° de venta S.07.II.G.12 (US\$ 10,00), febrero de 2007.
118. Sostenibilidad y seguridad de abastecimiento eléctrico: estudio de caso sobre Chile con posterioridad a la Ley 20.018, Pedro Maldonado, Benjamín Herrera (LC/L.2661-P) N° de venta S.07.II.Gr.12 (US\$ 10,00), enero de 2007.
117. Efectos económicos de las nuevas medidas de protección marítima y portuaria, Martín Sgut (LC/L.2615-P), N° de venta S.06.II.G.140 (US\$ 10,00), septiembre de 2006.
116. Oportunidades de negocios para proveedores de bienes, insumos y servicios mineros en Chile, Guillermo Olivares y Armando Valenzuela. Retirada
115. Instrumentos para la toma de decisiones en políticas de seguridad vial en América Latina, José Ignacio Nazif, Diego Rojas, Ricardo J. Sánchez, Álvaro Velasco Espinosa, (LC/L.2591-P), N° de venta S.06.II.G.121 (US\$ 10,00), agosto de 2006.
114. La importancia de la actividad minera en la economía y sociedad peruana, Miguel E. Santillana, (LC/L.2590-P), N° de venta S.06.II.G.120 (US\$ 10,00), agosto de 2006
113. Conectividad, ámbitos de impacto y desarrollo territorial: análisis de experiencias internacionales, Oscar Figueroa y Patricio Rozas (LC/L.2586-P), No de venta S.06.II.G.119 (US\$ 10,00), agosto de 2006
112. Indicadores de productividad para la industria portuaria. Aplicación en América Latina y el Caribe, Octavio Doerr y Ricardo J. Sánchez, (LC/L.2578-P), No de venta S.06.II.G.108 (US\$ 10,00), julio de 2006.
111. Water governance for development and sustainability, Miguel Solanes y Andrei Jouravlev, (LC/L.2556-P), N° de venta S.06.II.G.84 (US\$ 10, 00), junio de 2006.
110. Hacia un desarrollo sustentable e integrado de la Amazonía, Pedro Bara Neto, Ricardo J. Sánchez, Gordon Wilmsmeier (LC/L.2548-P), N° de venta S.06.II.G.76 (US\$ 10,00), junio de 2006.
109. Minería y competitividad internacional en América Latina, Fernando Sánchez-Albavera y Jeannette Lardé, (LC/L.2532-P), N° de venta S.06.II.G.59 (US\$ 10,00), junio de 2006.
108. Desarrollo urbano e inversiones en infraestructura: elementos para la toma de decisiones, Germán Correa y Patricio Rozas (LC/L.2522-P), No de venta S.06.II.G.49 (US\$ 10,00), mayo de 2006.
107. Los ejes centrales para el desarrollo de una minería sostenible, César Polo Robilliard (LC/L.2520-P), N° de venta S.06.II.G.47 (US\$ 10,00), mayo de 2006.
106. La integración energética en América Latina y el Caribe, Ariela Ruiz-Caro (LC/L.2506-P), N° de venta S.06.II.G.38 (US\$ 10,00), marzo de 2006.
105. Sociedad, mercado y minería. Una aproximación a la responsabilidad social corporativa, Eduardo Chaparro Ávila (LC/L.2435-P), N° de venta S.05.II.G.181 (US\$ 10,00), diciembre del 2005.
104. Conectividad, ámbitos de impacto y desarrollo territorial: el caso de Chile, Oscar Figueroa y Patricio Rozas (LC/L.2418-P), N° de venta S.05.II.G.165 (US\$ 10,00), diciembre del 2005.
103. Ciudades puerto en la economía globalizada: alcances teóricos de la arquitectura organizacional de los flujos portuarios, José Granda (LC/L.2407-P), N° de venta S.05.II.G.154 (US\$ 10,00), noviembre del 2005.
102. La seguridad vial en la región de América Latina y el Caribe, situación actual y desafíos, Rosemarie Planzer (LC/L.2402-P), N° de venta S.05.II.G.149 (US\$ 10,00), octubre del 2005.
101. Integrando economía, legislación y administración en la administración del agua, Andrei Jouravlev (LC/L.2389-P), N° de venta S.05.II.G.132 (US\$ 10,00), octubre del 2005.
100. La volatilidad de los precios del petróleo y su impacto en América Latina Fernando Sánchez-Albavera y Alejandro Vargas, (LC/L.2389-P), No de venta S.05.II.G.132 (US\$ 10,00), septiembre del 2005.

99. Conceptos, instrumentos mecanismos y medio de fomento en la minería de carácter social en México, Esther Marchena León y Eduardo Chaparro (LC/L.2393-P), No de venta S.05.II.G.136 (US\$ 10,00), noviembre del 2005.
98. Las industrias extractivas y la aplicación de regalías a los productos mineros, César Polo Robilliard (LC/L.2392-P), N° de venta S.05.II.G.135 (US\$ 10,00), octubre del 2005.
97. Bridging infrastructural gaps in Central America: prospects and potential for maritime transport, Ricardo J. Sánchez and Gordon Wilmsmeier (LC/L.2386-P), Sales No.: E.05.II.G.129, (US\$ 10, 00), September, 2005.
96. Entidades de gestión del agua a nivel de cuenca: experiencia de Argentina, Víctor Pochat (LC/L.2375-P), N° de venta S.05.II.G.120 (US\$ 10,00), septiembre del 2005.
95. Condiciones y características de operación de la industria minera en América Latina, durante el bienio 2004-2005, Eduardo Chaparro y Jeannette Lardé (LC/L.2371-P), N° de venta S.05.II.G.113 (US\$ 10,00), septiembre del 2005.
94. Provisión de infraestructura de transporte en América Latina: experiencia reciente y problemas observados, Ricardo J. Sánchez y Gordon Wilmsmeier (LC/L.2360-P), N° de venta S.05.II.G.86 (US\$ 10,00), agosto del 2005.
93. Privatización, reestructuración industrial y prácticas regulatorias en el sector telecomunicaciones, Patricio Rozas Balbontín (LC/L.2331-P), N° de venta S.05.II.G.82 (US\$ 10,00), junio del 2005.
92. Los recursos naturales en los tratados de libre comercio con Estados Unidos, Ariela Ruiz-Caro (LC/L.2325-P), N° de venta S.05.II.G.68 (US\$ 10,00), mayo del 2005
91. Situación y perspectivas de la minería metálica en Argentina, Oscar Prado (LC/L.2302-P), N° de venta S.05.II.G.47 (US\$ 10,00), abril del 2005
90. Administración del agua en América Latina: situación actual y perspectivas, Andrei Jouravlev (LC/L.2299-P), N° de venta S.05.II.G.38 (US\$ 10,00), marzo del 2005
89. Bases conceptuales para la elaboración de una nueva agenda sobre los recursos naturales, Fernando Sánchez Albavera (LC/L.2283-P), N° de venta S.05.II.G.35 (US\$ 10,00), marzo del 2005.
88. Crisis de la industria del gas natural en Argentina, Roberto Kozulj (LC/L.2282-P), N° de venta S.05.II.G.34 (US\$ 10,00), marzo del 2005.
87. La mujer en la pequeña minería de América Latina: El caso de Bolivia, Eduardo Chaparro (LC/L.2247-P), N° de venta S.05.II.G.5 (US\$ 10,00), marzo del 2005.
86. El desarrollo productivo basado en la explotación de los recursos naturales, Fernando Sánchez Albavera (LC/L.2243-P), N° de venta S.04.II.G.163 (US\$ 10,00), diciembre del 2004.
85. Situación y tendencias recientes del mercado del cobre, Juan Cristóbal Ciudad, Jeannette Lardé, Andrés Rebolledo y Aldo Picozzi (LC/L.2242-P), N° de venta S.04.II.G.162 (US\$ 10,00), octubre del 2004.
84. Determinantes del precio *spot* del cobre en las bolsas de metales, Juan Cristóbal Ciudad (LC/L.2241-P), N° de venta S.04.II.G.161 (US\$ 10,00), octubre del 2004.
83. Perspectivas de sostenibilidad energética en los países de la Comunidad Andina, Luiz Augusto Horta (LC/L.2240-P), N° de venta S.04.II.G.160 (US\$ 10,00), septiembre del 2004.
82. Puertos y transporte marítimo en América Latina y el Caribe: un análisis de su desempeño reciente, Ricardo J. Sánchez (LC/L.2227-P), N° de venta S.04.II.G.146 (US\$ 10,00), noviembre del 2004.
81. Protección marítima y portuaria en América del Sur, Ricardo J. Sánchez, Rodrigo García, María Teresa Manosalva, Sydney Rezende, Martín Sgut (LC/L.2226-P), N° de venta S.04.II.G.145 (US\$ 10,00), noviembre del 2004.
80. Mercados (de derechos) de agua: experiencias y propuestas en América del Sur, Andrei Jouravlev (LC/L.2224-P), N° de venta S.04.II.G.142 (US\$10,00), noviembre del 2004.

- 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@cepal.org.

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