
recursos naturales e infraestructura

La gestión de la industria de hidrocarburos con predominio de empresas del Estado

Humberto Campodónico



NACIONES UNIDAS



División de Recursos Naturales e
Infraestructura
Proyecto CEPAL/GTZ

Santiago de Chile, marzo de 2007



Este documento fue preparado por Humberto Campodónico, consultor de la División de Recursos Naturales Infraestructura de la CEPAL, con la colaboración en todas las etapas, de su asistente Jhon Valdiglesias O. 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: 978-92-1-323042-8

LC/L.2688-P

N° de venta: S.07.II.G.39

Copyright © Naciones Unidas, marzo 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. Síntesis y conclusiones	11
A. Modificaciones legales en la presente década.....	11
B. Estilo de gestión	12
C. Fiscalización de las empresas.....	14
D. Capacidad de decisión sobre las inversiones.....	14
E. El comportamiento de la inversión.....	15
F. Indicadores de reservas y producción	16
G. Relaciones con la inversión extranjera.....	17
H. Internacionalización e integración energética	18
II. La gestión de la industria en Brasil	19
A. Marco legal y regulatorio	20
B. Estilo de gestión	21
C. Estrategia corporativa de PETROBRAS	22
D. Inversiones.....	23
E. Renta petrolera	25
F. La apertura petrolera en Brasil	25
G. Internacionalización	27
III. La gestión de la industria en Chile	31
A. Marco legal y regulatorio	31
B. Estilo de gestión	32
C. Inversión.....	34
D. Actividades de la Empresa Nacional del Petróleo	35
E. Contratos petroleros e internacionalización en Chile.....	37
F. Proyecto de gas natural licuado.....	41

IV. La gestión de la industria en México	43
A. Marco legal y regulatorio	44
B. Estilo de gestión.....	45
C. Inversión y fuentes de financiamiento.....	47
D. Producción y comercio internacional	50
E. Régimen fiscal	52
F. Finanzas	53
G. Internacionalización.....	53
V. La gestión de la industria en Venezuela	55
A. Marco legal y regulatorio	56
B. Estilo de gestión.....	58
C. La orientación social de PDVSA.....	61
D. Inversión y aspectos financieros de PDVSA.....	63
E. Inversión extranjera directa	65
F. Producción	67
G. Internacionalización e integración regional.....	70
Bibliografía	77
Serie Recursos naturales e infraestructura: números publicados	81

Índice de cuadros

Cuadro 1	Accionistas de PETROBRAS	22
Cuadro 2	Evolución de las inversiones de PETROBRAS	24
Cuadro 3	Inversiones de PETROBRAS financiadas por en BNDES, enero 2003-junio 2005.....	24
Cuadro 4	PETROBRAS: Valor agregado anual sin incluir gastos de personal.....	25
Cuadro 5	Brasil: resultado de las rondas de licitación petrolera	26
Cuadro 6	Brasil: Incrementos de producción recientes y previstos en la industria petrolera	27
Cuadro 7	Países en los que PETROBRAS opera con empresas de su propiedad	28
Cuadro 8	ENAP: Evolución y dotación de personal	33
Cuadro 9	Producción de la ENAP dentro y fuera de Chile	35
Cuadro 10	ENAP 2005: Refinación, logística y comercialización.....	36
Cuadro 11	Chile, ENAP: Participación de mercado nacional en 2005	37
Cuadro 12	Exportaciones de ENAP en 2005.....	37
Cuadro 13	Contratos de operación en explotación donde participa la ENAP.....	38
Cuadro 14	Contratos de operación en exploración donde participa la ENAP	38
Cuadro 15A	Chile: contratos de exploración (parte I)	39
Cuadro 15B	Chile: contratos de exploración (parte II).....	40
Cuadro 16	PEMEX: Evolución del personal ocupado en la empresa	46
Cuadro 17	PEMEX, México: Evolución de la producción de refinados.....	50
Cuadro 18	México: Evolución de los ingresos fiscales.....	53
Cuadro 19	Evolución de las finanzas de PEMEX	53
Cuadro 20	Plan corporativo de PDVSA 2006-2012.....	60
Cuadro 21	Proyectos financiados por FONDESPA	61
Cuadro 22	Presupuesto de misiones 2004-2005.....	62
Cuadro 23	PDVSA: Resultados financieros en Venezuela	64
Cuadro 24	Asociaciones estratégicas- Faja de Orinoco. Empresas participantes e inversiones: 1997-2005	67
Cuadro 25	Migración de convenios operativos a empresas mixtas	69

Índice de recuadros

Recuadro 1	Régimen tributario de PEMEX.....	52
Recuadro 2	Los distritos sociales del plan “siembra petrolera”	60

Índice de gráficos

Gráfico 1	Unidades de negocios de los <i>holdings</i> de las empresas estatales	13
Gráfico 2	PETROBRAS: Programa de inversiones 2007-2011	24
Gráfico 3	Inversiones de PETROBRAS en el exterior	28
Gráfico 4	PETROBRAS: Inversiones previstas para 2011	29
Gráfico 5	PETROBRAS: Inversiones previstas en el extranjero por regiones al 2011	29
Gráfico 6	PETROBRAS: Metas de producción en el exterior.....	30
Gráfico 7	ENAP: Evolución de la inversión realizada por la empresa.....	34
Gráfico 8	Origen del crudo procesado por ENAP en 2005.....	36
Gráfico 9	PEMEX: Inversiones por línea de negocio.....	48
Gráfico 10	PEMEX: Inversiones por tipo de financiamiento.....	48
Gráfico 11	PEMEX: Monto de pago anual por concepto de deuda.....	49
Gráfico 12	PEMEX: Deuda total consolidada.....	49
Gráfico 13	PEMEX, México: Evolución de la producción de petróleo crudo	50
Gráfico 14	PEMEX, México: Evolución de las exportaciones de petróleo crudo.....	51
Gráfico 15	Evolución de las inversiones de PDVSA.....	63
Gráfico 16	Evolución de la deuda externa de PDVSA	64
Gráfico 17	PDVSA: Plan de inversiones 2006-2012.....	65
Gráfico 18	Inversión extranjera en Venezuela: 1993-2005	66
Gráfico 19	Venezuela: Distribución de la producción de crudo por tipo de operador	67
Gráfico 20	Capacidad de refinación de PDVSA por región	71

Resumen

En este estudio se evalúan los resultados de las empresas públicas de petróleo en países de América Latina donde existe una predominancia de presencia estatal en la exploración y explotación “*upstream*” del sector hidrocarburos; aunque para algunos casos también se analizan aspectos del sector transporte, distribución y comercialización “*downstream*”. Para lo cual se han seleccionado los casos de Brasil, Chile, México y Venezuela.

En cada uno de los casos 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 de la gestión estatal en estos países, se analizan las inversiones realizadas en el sector “*upstream*” y su impacto en las reservas y producción de petróleo. Asimismo, se analizan los indicadores financieros de estas empresas estatales, así como también se estudia el impacto fiscal de la política del sector hidrocarburos y su orientación en el gasto social. También se analizan las políticas de internacionalización e integración energética, donde corresponde.

Introducción

El análisis del estilo de gestión aplicado en un determinado país 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 predominancia estatal, hasta estilo de gestión con presencia predominante de empresas privadas ó estilos de gestión de carácter mixto.

El presente estudio analiza los resultados obtenidos en la industria hidrocarburífera de los países con estilo de gestión predominantemente estatal. El presente estudio se focaliza en las etapas del “*upstream*” en cuatro países seleccionados de América Latina: Brasil, Chile, México y Venezuela. En un documento posterior analizaremos el estilo de gestión mixto, donde se ubican, a nuestro criterio Colombia y Ecuador, y el estilo de gestión con predominancia del sector privado. Allí se ubican, siempre según nuestro criterio, Argentina, Bolivia y Perú, por lo menos hasta el primer lustro del presente siglo.

El estilo de gestión con predominio estatal, corresponde a una situación donde la empresa pública cumple un rol clave y activo en el sector, siendo propietario de la mayoría de las reservas y principal responsable de la exploración y la explotación, así como del abastecimiento interno. Hemos identificado en este estilo de gestión que Brasil, Chile, México y Venezuela presentan resultados distintos (si bien Chile es importador neto de petróleo se ajusta a este estilo), de acuerdo a sus particulares dispositivos legales, a la relación sui generis de la empresa estatal con otras instituciones estatales (en especial con las administraciones tributarias, como en México) así como a la filiación petrolífera distinta de cada uno de ellos.

Para medir los resultados de los estilos de gestión es indispensable analizar si éstas han desembocado en un incremento de las inversiones que haya hecho posible aumentar los niveles de reservas y de producción de hidrocarburos. De esta manera se cumpliría el objetivo de autoabastecimiento del mercado interno y además se generan saldos exportables que incrementan la entrada de divisas.

Otros indicadores que hemos tomado en cuenta para evaluar el estilo de gestión tienen que ver con la situación económica y financiera de la empresa estatal y su relación con el gobierno central, sobretudo en relación a la política fiscal de los gobiernos hacia el 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 donde se destaca el caso de México. También son importantes las políticas de auditoría interna y externa (lucha contra la corrupción), así como de internacionalización e integración energética.

El estudio se divide en cinco capítulos. En el primer capítulo se presenta una síntesis comparativa de los resultados de gestión de los cuatro países analizados. En los capítulos segundo, tercero, cuarto y quinto se analizan los estilos de gestión de Brasil, Chile, México y Venezuela, respectivamente.

I. Síntesis y conclusiones

En este documento se analizan las empresas estatales de los países en los cuales la actividad estatal es predominante. Se trata de Brasil, Chile, México y Venezuela. Hay que resaltar que los niveles de reservas y producción de estos países son muy distintos. En el caso de México y Venezuela, se trata de los países con mayores reservas y producción en la región, lo que los convierte en países exportadores netos. En el caso de Brasil, sus reservas son inferiores a las de México y Venezuela, habiendo alcanzado la autosuficiencia en materia petrolera solo este año, motivo por el cual Brasil no es exportador neto de petróleo. En lo que concierne a Chile, el país no tiene una filiación petrolífera, por lo cual tiene que importar más del 90% del petróleo que consume. En Chile, el 98% de la escasa actividad en exploración y producción de hidrocarburos es realizada por la Empresa Nacional de Petróleo (ENAP), así como el 100% de las actividades de refinación.

A. Modificaciones legales en la presente década

En los países analizados las modificaciones legales del sector hidrocarburos en la presente década no han seguido un patrón común, a diferencia de los cambios ocurridos en la década de 1990. Por lo tanto, el análisis debe realizarse país por país.

En el caso de Chile, no ha habido modificaciones legales. Si bien la legislación prevé la participación privada en todas las fases de la industria, la participación de la estatal de la ENAP lleva a cabo el 98% de la exploración y el 100% de la producción. Esto se debe a la

escasa filiación petrolífera del país, lo que no genera atractivo a los inversionistas privados. En el caso de la refinación, los gobiernos chilenos han optado por mantener la propiedad estatal de las dos refinerías más grandes. Si bien existe libertad de entrada para las empresas privadas, no existen refinerías privadas. En el sector de comercialización minorista de combustibles no hay presencia estatal, pues toda la actividad es desarrollada por el sector privado.

En el caso de Brasil, se mantienen vigentes las leyes y reglamentos de la apertura petrolera de 1997-1998, mediante las cuales todas las actividades están abiertas a la inversión privada, terminando con el monopolio de PETROBRAS. Sin embargo, a casi 10 años de la apertura, la presencia de capital privado es escasa y poco significativa en el sector exploración y producción, así como en refinación y transporte por ductos. Por tanto, la presencia de PETROBRAS en estos sectores es mayoritaria. En el sector de comercialización de combustibles tampoco ha habido cambios, existiendo una importante inversión privada, así como también de la estatal PETROBRAS.

En el caso de México no han existido modificaciones legales, lo que confirma el mantenimiento del monopolio de PEMEX en el sector exploración y producción de petróleo y gas natural, así como en la actividad de refinación. En lo referente al régimen fiscal de PEMEX, a pesar de los esfuerzos del gobierno, no ha habido modificaciones significativas por lo que la estatal sigue entregando al fisco el 60,8% de sus ingresos totales.¹ En el 2006 hubo una modificación a la Ley de PEMEX, pero ésta ha sido en lo relacionado a la cogeneración eléctrica.

En el caso de Venezuela sí ha habido modificaciones muy sustantivas del régimen legal del sector hidrocarburos desde el 2001. La tendencia de estos importantes cambios legales ha sido aumentar la participación del Estado en la propiedad de los activos hidrocarburíferos para llegar, por lo menos, al 51% de la propiedad accionaria, lo que marca una tendencia de ruptura con el curso seguido la década pasada. Asimismo, en el 2006 se ha modificado la legislación del impuesto sobre la renta, aumentando la carga impositiva de las asociaciones estratégicas en la Faja del Orinoco. Estos dispositivos legales, de manera explícita, establecen la subordinación y dependencia de Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) ante el Ministerio de Energía y Petróleo. Asimismo, los nuevos dispositivos legales establecen el gasto social que debe realizar la estatal PDVSA, poniendo este gasto en el mismo nivel de importancia que las actividades propias de su gestión operativa en el sector.

B. Estilo de gestión

En Brasil, Chile y México, 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. En Venezuela, el estilo de gestión se ha modificado, pasando de tres empresas integradas verticalmente por zonas productoras a dos empresas que, si bien mantienen la integración vertical, explotan separadamente el petróleo y el gas.

En la ENAP, PETROBRAS y PEMEX existe una unidad de negocios de exploración y producción, es decir, dedicada al “*upstream*”. Sin embargo, en el “*downstream*”, existen diferentes esquemas de gestión de las unidades de negocios.

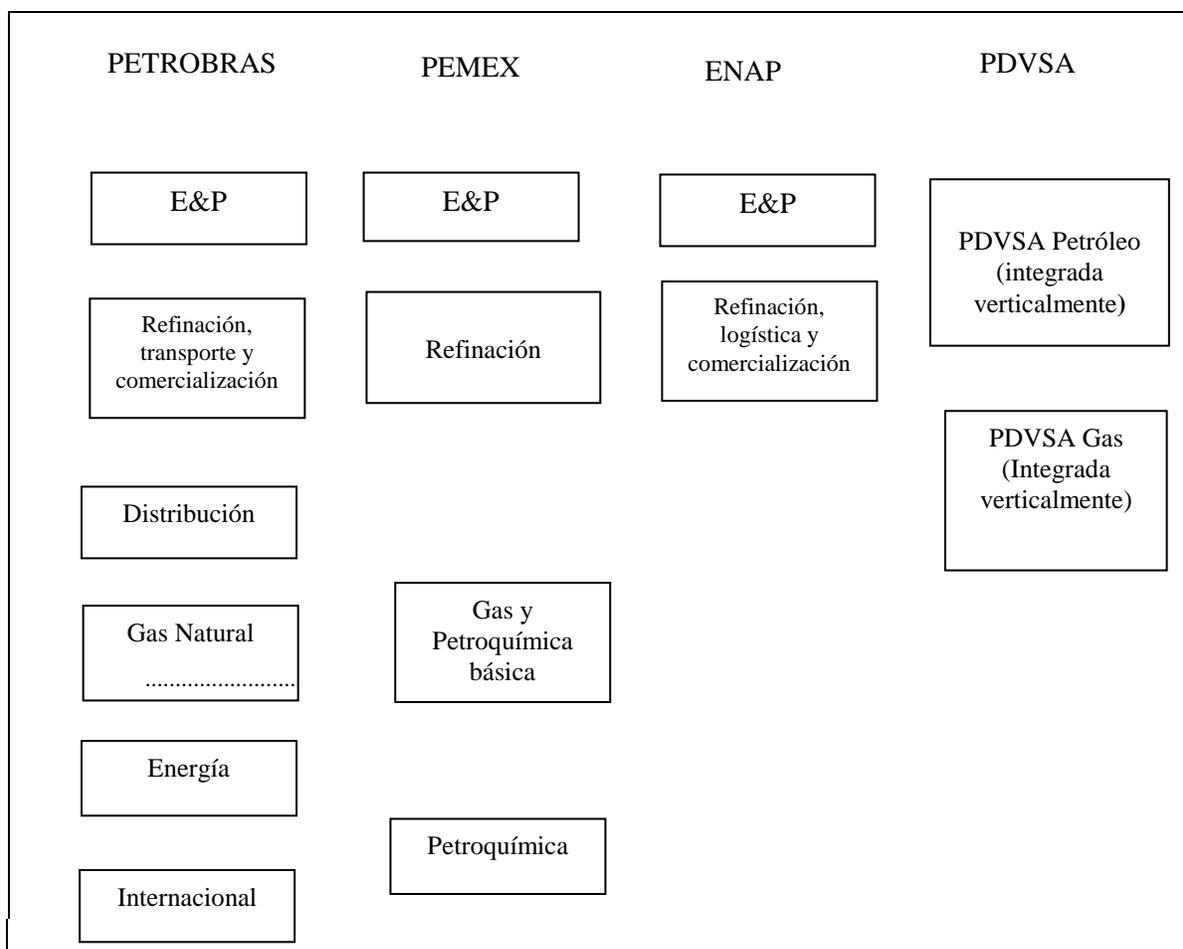
En PEMEX, la refinación existe como unidad de negocios independiente. Eso no sucede, por ejemplo en PETROBRAS y la ENAP, donde la unidad de negocios de refinación está acompañada de otras actividades como logística, transporte y comercialización. Asimismo, PEMEX posee una

¹ Hubo una modificación pequeña al régimen fiscal en diciembre del 2005, que reduce ligeramente el porcentaje mencionado, pero eso no altera el contenido central de este análisis).

unidad independiente de petroquímica básica y gas natural y otra unidad de negocios para la industria petroquímica.

Como se ha mencionado, en PETROBRAS, además del área de exploración y producción, existe una unidad de negocios de refinación, comercialización, petroquímica y transporte; las otras cuatro áreas son, la de distribución, gas natural, energía e internacional. En total PETROBRAS cuenta son seis áreas, siendo la empresa con el mayor número de unidades de negocios.

Gráfico 1
UNIDADES DE NEGOCIOS DE LOS HOLDINGS DE LAS EMPRESAS ESTATALES



Fuente: Elaborado por el autor.

En la ENAP se han establecido dos líneas de negocios: la primera de exploración y producción; y la segunda de refinación, logística y comercialización. La primera línea se ubica en el “*upstream*” de la industria petrolera, mientras que la segunda se ubica en el “*downstream*”. Cabe destacar que ambas líneas de negocios se encuentran internacionalizadas.

En PDVSA, hasta 1997, existía un *holding* conformado por las empresas Lagoven, Maraven y Corpoven, integradas verticalmente. En 1998, estas tres empresas se unificaron en una sola, llamada PDVSA Petróleo y Gas S.A.

En el 2001, esta empresa se escindió en dos, PDVSA Petróleo y PDVSA Gas, ambas subsidiarias de la casa matriz Petróleos de Venezuela S.A.

En la esfera internacional, Petróleos de Venezuela conduce en Estados Unidos operaciones de refinación de crudo, a través de su subsidiaria PDV *Holding, Inc.*; mientras que en Europa lo hace a través de PDV Europa B.V. De otro lado, PDVSA *Finance* creada en 1998 es la principal vía financiera de PDVSA, por ejemplo para la emisión de deuda.

C. Fiscalización de las empresas

En el caso de la ENAP, existe un Comité de Auditoría Interna, formado por tres miembros del directorio de la empresa: el representante de la Sociedad de Fomento Fabril (SOFOFA, que representa al empresariado nacional), que la preside y dos representantes de la Corporación de Fomento (CORFO). Este Comité tiene un programa anual de auditoría interna. El Comité también selecciona a los auditores externos de los estados financieros de la ENAP. Tiene la obligación de emitir opinión previa ante el Directorio sobre los informes de los auditores externos de los estados financieros y sobre el informe de la Contraloría General de la República.

En el caso de PETROBRAS, los Estatutos establecen la formación de un Consejo Fiscal (Art. 43) de cinco miembros, de carácter permanente, elegidos por la Asamblea General Ordinaria. Dos son elegidos por los accionistas privados: uno por los accionistas minoritarios (con derecho a voto) y el otro por los accionistas preferenciales, en votaciones separadas. Un tercer miembro es designado por el Ministerio de Economía, como representante del Tesoro Público.

Este Consejo Fiscal tiene un amplio mandato (Art. 46) para fiscalizar, por parte de cualquiera de sus miembros, los actos de los administradores y verificar el cumplimiento de sus deberes legales y estatutarios. También opina sobre los planes de inversión y los presupuestos de capital, la distribución de dividendos y la fusión o división de la empresa. Cualquiera de sus miembros puede denunciar a los órganos de administración, si éstos no implementan las medidas necesarias para proteger los intereses de la empresa, señalando los fraudes o crímenes que llegaron a descubrir.

En el caso de Petróleos Mexicanos (PEMEX), existe un Programa de Transparencia y Combate a la Corrupción (PTCC), como parte de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental. La administración del PTCC está a cargo de los funcionarios de PEMEX, quienes tienen a su cargo una Comisión General Directiva integrada por los Directores Generales, los Directores Corporativos y los Contralores Internos.

La Comisión General Directiva evalúa los programas de adquisiciones, obras públicas y comercialización, así como los recursos humanos y el ciclo financiero de los proyectos. La Comisión General Directiva tiene comisiones consultivas con diferentes entes empresariales. Tiene un Código de Conducta y ha establecido una metodología para la revisión previa de las bases de licitación

En el caso de PDVSA, los Estatutos no establecen ningún mecanismo específico de auditoría. Existen oficinas de auditoría interna corporativa en las diferentes gerencias de la empresa.

D. Capacidad de decisión sobre las inversiones

En las empresas analizadas, PETROBRAS y la ENAP mantienen una autonomía económica y financiera que les permite el financiamiento de sus inversiones, ya sea con recursos propios o acudiendo al financiamiento bancario. En el caso de la ENAP, una parte de sus utilidades se transfiere al fisco, pero esto no limita su flujo de caja, el mismo que le permite financiar buena parte de sus inversiones con recursos propios. De su lado, PETROBRAS financia sus inversiones con

recursos propios y deuda con terceros, ya sea del banco de fomento estatal Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES), como de la banca privada internacional y mediante la emisión de bonos, tanto en el mercado interno como externo.

En el caso de PEMEX, existe una fuerte restricción fiscal, ya que debe entregar el 60,8% de sus ingresos al fisco, lo que ha causado que en los últimos años tenga pérdidas y que sus pasivos superen a sus activos. Para sus necesidades de inversión, así como para todo su presupuesto, PEMEX debe obtener la autorización del Congreso. Por ese motivo, ha debido recurrir a mecanismos de financiamiento vía endeudamiento (tipo *Pidiregas*) que han comprometido seriamente la viabilidad de la empresa.

En el caso de PDVSA, los Estatutos (Cláusula 13) establecen que la facultad de aprobar el presupuesto de inversión le corresponde a la Asamblea Ordinaria. Sin embargo, las modificaciones legales recientes que subordinan la empresa al Estado, vía el Ministerio de Energía y Petróleo, así como las crecientes inversiones sociales asumidas por la empresa, configuran una nueva situación que podría limitar sus capacidades de inversión.

E. El comportamiento de la inversión

En los cuatro países analizados ha habido un incremento importante de la inversión de las empresas estatales (aunque en el caso de PDVSA hubo una disminución en el 2002 y 2003 debido a una huelga en la empresa). Esta inversión, sin embargo, ha tenido un impacto diferenciado en cada uno de los países en lo que concierne al aumento de las reservas y de la producción. En lo que concierne a la Inversión Extranjera Directa (IED), ésta ha sido importante solo en el caso de Venezuela.

En el caso de Brasil, la inversión de la estatal PETROBRAS es predominante y ha permitido que las reservas aumenten, sucediendo lo mismo con la producción que, en el 2006 llegó a 2 mmbd, lo que ha permitido a Brasil ser un país autosuficiente. La IED ha tenido ligeros aumentos en el “*upstream*”, que no modifican lo señalado inicialmente. Por tanto, el estilo de gestión en Brasil ha sido exitoso.

En Chile, la inversión de la estatal ENAP en el “*upstream*” en el extranjero ha crecido considerablemente, mientras que dentro de Chile se ha mantenido estable. Esto se debe a la poca filiación petrolífera de Chile y al objetivo de la estatal de la ENAP de invertir en el extranjero para paliar el déficit de producción de hidrocarburos en su país. Esta estrategia ha tenido éxito, pues actualmente la ENAP cuenta con reservas en el extranjero y su producción de petróleo en el extranjero es siete veces superior a la de Chile.

En México, la inversión de la estatal PEMEX ha aumentado fuertemente en los últimos años, pero se sigue considerando que ésta es insuficiente para aumentar las reservas existentes (cabe señalar que una causa fundamental en la caída de las reservas se debe a un cambio en las especificaciones técnicas para establecer la determinación de reservas probadas) y la producción. Para llevar a cabo este aumento de la inversión, PEMEX ha debido recurrir a un masivo endeudamiento (*Pidiregas*) pues la legislación vigente la obliga a entregar más del 60% de sus ingresos al Estado. Por tanto, la gestión de PEMEX atraviesa problemas que se deben, en buena medida, al inapropiado régimen de relacionamiento de la empresa con el Estado propietario de la empresa. Sin una adecuada modificación de este régimen, los problemas de PEMEX continuarán.

En Venezuela, hasta el 2001 el estilo de gestión combinó la participación de la IED junto con la inversión propia de la estatal PDVSA. En lo que concierne a la IED, la modalidad de Convenios Operativos resultó en una inversión total de 15.200 millones de dólares en el periodo 1993-2005, materializándose el grueso de esta inversión a mediados de los años noventa. La producción pasó

de 20 a 500 mbd en el 2001, cifra que ha permanecido estable en los últimos años. La otra modalidad de IED fue la de las Asociaciones Estratégicas para desarrollar el crudo pesado de la Faja del Orinoco. Las inversiones de estas cuatro Asociaciones ascendió a 12.400 millones de dólares en el periodo 1995-2005; la mayor parte de estas inversiones se materializó en el periodo 1997 a 2002. La producción comenzó en 1996 y en el año 2005 ascendió a 620 mbd. La producción combinada de los Convenios Operativos y de las Asociaciones Estratégicas representó el 34% del total de 3,2 mmbd que se produjeron en Venezuela en el 2005.

Se puede afirmar, entonces, que la política de “apertura” de PDVSA en los años noventa cumplió con los objetivos de aumentar las inversiones y la producción. Sin embargo, esta política ha sido seriamente criticada desde 1998-1999 en adelante por el nuevo gobierno de Venezuela. La crítica se ha centrado, en lo esencial, en que la participación estatal en la propiedad de estas empresas no es la adecuada, motivo por el cual ésta debe modificarse. Asimismo, el gobierno afirma que la participación fiscal no es la adecuada, por lo cual ésta debe modificarse.

Así, desde el 2001 en adelante, se ha emitido nueva legislación para una mejor fiscalización del impuesto sobre la renta, a la vez que se ha aumentado este impuesto. En lo que concierne a los convenios operativos, también se ha disminuido la tarifa de servicios pagada a las empresas. También se ha elevado el monto de las regalías que pagan las asociaciones estratégicas.

Recientemente, en el año 2005, el gobierno ha decidido que el Estado debe tener una participación mayoritaria en el capital accionario, tanto en los convenios operativos (lo que fue implementado en el 2005 y 2006) como en las asociaciones estratégicas (el proceso está en marcha).

En los que respecta a PDVSA, sus montos anuales de inversión venían cayendo desde inicios del nuevo milenio, caída que se agudizó en el 2002 y el 2003, debido a la huelga que sufrió la empresa; sin embargo, a partir del 2004 empieza una etapa de recuperación, ya en el 2005 sus inversiones logran superar los 3.878 millones de dólares. Asimismo, PDVSA cuenta con un ambicioso plan de inversiones, en el marco del “Plan Siembra”, mediante el cual entre 2006-2012 planea invertir 56.000 millones de dólares (un promedio de 8.000 millones de dólares anuales).

A pesar, que PDVSA viene reduciendo su deuda externa fuertemente, cayendo de 8.000 millones de dólares en el 2001 a 3 165 millones en el 2006, existe incertidumbre sobre el financiamiento de las nuevas inversiones, por lo que hay expectativas de un posible endeudamiento de la empresa estatal.

F. Indicadores de reservas y producción

Los cuatro países analizados poseen dotaciones diferentes de reservas de petróleo. De los cuales tres de ellos, Venezuela, México y Brasil ocupan los primeros lugares en la región con cantidades de 79.000, 11.800 y 11.800 mmb, respectivamente. En el caso de Venezuela, el gobierno viene ejecutando un proyecto que busca certificar las reservas de crudo pesado ubicadas en la Faja del Orinoco, en el marco del Plan Siembra Petrolera (2006-2012), previéndose invertir 15.320 millones de dólares (el 30% del Plan Siembra Petrolera), con lo que Venezuela sumaría 270.000 mmb adicionales, convirtiéndose en el país con mayores reservas en el mundo. El cuarto país analizado, Chile posee escasas reservas que llegan a 150 MMB, de los cuales casi el total pertenecen a la empresa pública de petróleo ENAP.

Del análisis realizado en este estudio se concluye que la gestión con predominancia estatal, no ha tenido como determinante la dotación de reservas, pues este tipo de gestión está presente tanto en países con grandes o con escasas reservas, como Chile.

Asimismo, es necesario destacar que en todos los casos, a excepción de México, la legislación permite el ingreso de empresas privadas para la exploración de nuevas reservas, a través de procesos de licitación internacional, en los cuales se ha mantenido el predominio de la empresa pública en la

adquisición de nuevos campos. Particularmente, en Venezuela la legislación establece que las empresas privadas pueden invertir en el sector en forma de asociación con PDVSA, donde está última deberá poseer como mínimo el 51% de la propiedad de las reservas.

En lo que respecta a la evolución de la producción de petróleo, en los países analizados se aprecia una tendencia positiva; sin embargo, hay algunos periodos de disminución que varía en cada caso, por diferentes motivos. Así, Venezuela presenta la mayor reducción del 13% en el año 2003, debido a la huelga entre diciembre del 2002 y febrero del 2003, para los años posteriores se evidencia una recuperación de la industria. México registra una ligera disminución en su producción en el 2005, —el único caso desde el periodo analizado (2000 -2005) —, la reducción tuvo como causante la falta de inversiones en activos; no obstante, México sigue ocupando el primer lugar como productor en América Latina.

En Chile se presenta una situación dicotómica, donde la producción de petróleo de la empresa pública ENAP, ha venido disminuyendo fuertemente año a año; mientras que de otro lado, la producción que se produce fuera de Chile, presenta una tendencia creciente; sin embargo, existen años en que la producción cae debido a factores externos en los países donde opera, como los movimientos sociales registrados en Ecuador y Argentina. De su lado, Brasil constituye el país con el mejor *performance* en cuanto a crecimiento de la producción con lo cual el país y los accionistas de PETROBRAS, se han visto beneficiados de importantes aumentos de la renta petrolera.

G. Relaciones con la inversión extranjera

En Brasil, la apertura petrolera inaugurada en 1997-1998 tenía como uno de sus objetivos la atracción de la Inversión Extranjera Directa al sector. Sin embargo, la participación de los inversionistas extranjeros en las rondas de licitación no ha tenido las dimensiones que se esperaban (al mismo tiempo que PETROBRAS ha mostrado un gran dinamismo en las actividades de inversión). En el sector refinación tampoco ha habido inversiones extranjeras significativas, si bien éste ya incursionó en el sector. En el sector de comercialización mayorista y minorista de combustibles sí existe una amplia presencia de capital extranjero, capital nacional y PETROBRAS.

En Chile, la legislación existente provee amplios incentivos a la inversión extranjera en el sector hidrocarburos. Sin embargo, la escasa filiación petrolífera del país ha determinado que actualmente solo exista un pequeño contrato en exploración petrolera. Tampoco se cuenta con inversión extranjera en actividades de refinación. En el sector de comercialización minorista de combustibles sí existe una amplia presencia de capital extranjero y capital nacional. La ENAP no ha invertido en este sector.

En México, no ha cambiado la legislación petrolera, que le otorga a PEMEX el monopolio en la exploración y producción de petróleo.

En Venezuela, desde el 2001 ha comenzado un proceso de redefinición radical de las relaciones con las empresas extranjeras, propiciando un mayor control del Estado, lo que ha sido analizado líneas arriba. Esta redefinición no ha provocado conflictos mayores con las empresas extranjeras presentes en el sector. Así, en la migración de los convenios operativos a empresas mixtas, solo tres empresas decidieron no aceptar la migración. En lo que concierne a las asociaciones estratégicas, todas las empresas han decidido continuar con sus actividades en el país. Sin embargo, es todavía demasiado temprano para poder apreciar el impacto de esta redefinición en los planes de inversión para años futuros.

En lo que concierne a nuevas inversiones, el Plan Siembra Petrolera, ha iniciado (agosto del 2006) la licitación de la Plataforma Deltana – Caribe y 13 empresas extranjeras han adquirido las bases.

H. Internacionalización e integración energética

Todas las empresas estatales de los países analizados han llevado a cabo planes de internacionalización de sus actividades. Sin embargo, el desempeño varía mucho de una empresa a otra.

La empresa más exitosa es PETROBRAS, que tiene la mayor cantidad de inversiones en el extranjero, las mismas que están ampliamente diversificadas en varias regiones: África, Asia (China), Estados Unidos y América Latina. La mayor parte de las inversiones se ha realizado en actividades de exploración y producción, lo que le ha significado una producción de 250 mbd. Argentina es el país que concentra más del 80% de la actividad internacional de PETROBRAS, lo que se materializó con la compra de Pérez Companc en el 2002. Le sigue Bolivia, donde explota importantes campos de gas natural. Además, tiene campos pequeños en Colombia, Ecuador y Perú. Le siguen las actividades de refinación, sobre todo en Argentina y Bolivia (en este país el nuevo gobierno ha decretado la nacionalización de las dos refinerías que poseía PETROBRAS), se prevé la construcción de una refinería en Venezuela.

En el campo de la integración energética, PETROBRAS, junto con otras empresas, construyó en 1998-1999, un gasoducto desde Santa Cruz (Bolivia) a Sao Paulo. PETROBRAS está fuertemente interesada en el Gasoducto del Sur, proyecto liderado por PDVSA.

La estatal chilena ENAP ha tenido un notable proceso de internacionalización (de acuerdo a su condición relativa) en inversiones en exploración y producción en varios países como Egipto, Irán y Yemen. En América del Sur, ENAP produce petróleo en Argentina y Ecuador, mientras que tiene bloques de exploración en Colombia y Venezuela. En los últimos años, la ENAP ha incursionado en la comercialización minorista de combustibles en Ecuador y Perú (comprando los activos de la *Shell* en ambos países), lo que le permite exportar excedentes de derivados de petróleo procedente de sus refinerías.

La estatal PEMEX no ha progresado en su proceso de internacionalización desde hace varios años, en especial debido a sus limitaciones presupuestarias. PEMEX posee el 50% de la propiedad de la refinería *Deer Park* en Estados Unidos, junto con la *Shell*. Además, PEMEX posee el 5% de las acciones de Repsol. Recientemente, PEMEX ha manifestado su intención de realizar actividades en el “*upstream*” y “*downstream*” en Bolivia y Perú.

La estatal PDVSA tiene una tradición importante de internacionalización de sus actividades pues, desde hace muchos años posee una refinería y estaciones de servicio en Estados Unidos (CITGO) y es también copropietaria de varias refinerías en países europeos (la capacidad de refinación es cercana a dos mmbd). En años recientes, PDVSA ha comenzado un plan de inversiones en países de América Latina. En Bolivia, existen diferentes proyectos en el área del “*upstream*” y del “*downstream*”, mientras que en Argentina y en Colombia se han constituido filiales de PDVSA. En Uruguay y Paraguay, PDVSA ha adquirido una serie de activos en el “*downstream*”. En el campo de la integración energética, PDVSA está construyendo, junto con ECOPETROL, un gasoducto binacional y tiene ambiciosos planes para la ejecución del gasoducto del Sur, que actualmente están en etapa de estudio. El gobierno venezolano, a través de PDVSA, tiene importantes acuerdos de cooperación energética con países del Caribe y América Central. También impulsa la creación de proyectos de integración a través de Petroamérica, que engloba a Petroandina, Petrocaribe y Petrosur.

II. La gestión de la industria en Brasil

Brasil es el tercer país con mayores reservas, en América Latina, las que ascienden a 11.800 mmb a diciembre del 2005, quedando, después de Venezuela y México. La producción en el 2005 ascendió a 1.718 mmbd, mientras que el consumo fue 1.819 mmbd. Esto representa una disminución notable de la brecha entre producción nacional y consumo interno, lo que ha sido uno de los objetivos explícitos de PETROBRAS. Se espera que Brasil alcance la autosuficiencia petrolera en el 2006 ó 2007.

En Brasil, PETROBRAS empresa estatal, operaba como monopolio en el sector hidrocarburos, debido a lo que establecía la legislación brasileña. Esto cambió en 1997 cuando el gobierno decide iniciar la apertura del sector hacia un mayor número de competidores, así como, la liberalización de precio. Para esto, se creó la Agencia Nacional de Petróleo (ANP), quien tiene la responsabilidad de otorgar las licencias de exploración y producción, como la de regular el sector.

Desde 1999 hasta la fecha se han realizado ocho rondas de licitación de bloques petroleros, la mayoría de las cuales ha sido ganada por PETROBRAS, ya sea de manera individual o en asociación con terceros. Por tanto, la inversión extranjera en el sector es poco significativa.

PETROBRAS es la empresa petrolera más internacionalizada de América Latina, con inversiones en exploración, producción y refinación en más de 14 países. En el 2003, el monto de sus activos en el extranjero ascendió a 7.827 millones de dólares.

A. Marco legal y regulatorio

La apertura petrolera de Brasil se inició formalmente en noviembre de 1995 cuando el Parlamento aprobó la Enmienda Constitucional No. 09, que permitió el ingreso de capitales privados a las actividades de hidrocarburos. Su objetivo declarado era impulsar las inversiones en el sector con el fin de llegar al autoabastecimiento total del país cuya producción, se encontraba exclusivamente en manos de la empresa estatal PETROBRAS.

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

Se creó la Asociación Nacional de Petróleo (ANP), ente regulador de la industria del petróleo, dependiente del Ministerio de Energía. La ANP tiene como objetivo promover la regulación, contratación y supervisión de todas las actividades económicas de la industria del petróleo.

Básicamente, la ANP se ha encargado de cumplir dos funciones: (i) autoriza las actividades de refinación, transporte, importación y exportación, y (ii) las fiscaliza. En 1999, lanzó la primera ronda anual de licitaciones de campos petroleros para la exploración, en la cual participaron una serie de empresas extranjeras donde también lo hace PETROBRAS, en un régimen de libre competencia.

La ANP autorizó a PETROBRAS a quedarse con gran parte de las áreas que reclamaba y que incluían la gran mayoría de las reservas probadas. En contraparte, le impuso plazos para empezar sus actividades en las áreas concedidas como condición para preservar su control sobre ellas, poniendo así a prueba su capacidad técnica y financiera.

Con la nueva legislación, las empresas extranjeras quedaron habilitadas para producir petróleo en Brasil a través de contratos de exploración en nuevas áreas o como socios de PETROBRAS en las áreas que le quedaron asignadas.

En general, los términos de licitación están en función a las características de los bloques que pueden ser: continentales, en aguas someras, en aguas profundas y en aguas ultra profundas. Las empresas que participan en la licitación se les certifican su capacidad operativa en función a sus antecedentes técnicos. Por las características de las cuencas sedimentadas en Brasil, el mayor potencial de reserva se encuentra en aguas profundas y ultra profundas.

Cada bloque posee un programa de trabajo obligatorio, fiscalizado por la ANP. Este programa se distribuye en tres etapas. En el caso de bloques costa afuera, el compromiso de trabajo para la primera etapa es de tres años, y consiste en una aplicación sísmica 2D de 2.000 Km. o una sísmica 3D de 600 km². En la segunda etapa de dos a tres años, se requiere de la perforación de pozos exploratorios. Finalmente, en la tercera etapa de tres años, se requiere la perforación de tres pozos adicionales. El paso de una etapa a la otra requiere de al menos el 50% de su cumplimiento de la etapa previa.

Los criterios establecidos por la ANP para otorgar de una concesión son dos: (i) un 85% de peso por el precio del bono, y (ii) un 15% del compromiso de compra de bienes y servicios locales. Asimismo, debe fijar una tasa de regalías en cada concesión, dentro de un rango de 5% y 10%, y a la vez, fija un porcentaje de compras nacionales a las empresas que operarán.

La Ley 9478 permitió crear un fondo para proyectos de “Investigación & Desarrollo” en la industria petrolera. Se estableció que los recursos de dicho fondo provendrán del pago de las regalías por la explotación de petróleo y gas natural; y será administrada por el Ministerio de Ciencia y Tecnología.

B. Estilo de gestión

PETROBRAS es una sociedad de economía mixta, que se rige por la Ley de Sociedad por Acciones (Art. 1). Al regirse por esta Ley, la empresa cotiza en la Bolsa de Valores. En PETROBRAS existe capital estatal y privado, pero el Artículo 1 del Estatuto de la empresa dice: “El control del Estado se ejercerá mediante la propiedad y posesión, como mínimo, del 51% más una acción, del capital de la sociedad con derecho a voto.”²

En PETROBRAS existen dos tipos de acciones, que son: las ordinarias, con derecho a voto, y las preferenciales, que no tienen derecho a voto.³ Como se aprecia en el cuadro 1, el Estado tiene más del 50% de las acciones ordinarias a través de los siguientes accionistas: la Unión Federal, con el 55,7% y el BNDES, con el 1,9% del total. Por lo tanto, el Estado ejerce la propiedad de PETROBRAS. En lo que concierne a las acciones preferenciales (sin derecho a voto), se aprecia (ver nuevamente el cuadro 1) que el capital privado es mayoritario.

El capital social de PETROBRAS ha sido fijado en 48.264 millones de reales, lo que equivale a 19.834 millones de dólares (al tipo de cambio de diciembre del 2005). Vale la pena resaltar que en diciembre del 2005, la empresa registró un valor de mercado de 74.000 millones de dólares, superior a los 42.000 millones de dólares que valía en el 2004.⁴

PETROBRAS se ha modernizado y tiene todas las características de una empresa privada que cotiza en la Bolsa de Valores, pero mantiene más del 56% de las acciones ordinarias (con derecho a voto) para el Estado; mientras que el 27.5% se encuentra en manos del sector privado. Su Estatuto señala que las actividades económicas vinculadas con su objeto social serán desarrolladas en libre competencia con otras empresas, de acuerdo a las condiciones del mercado y las leyes pertinentes (art. 3).

Los Estatutos protegen los derechos de los accionistas minoritarios. El Art. 18 establece que la Asamblea General de Accionistas (donde el Estado es mayoritario) elige a los miembros del Consejo de Administración (CA, que no pueden ser menos de cinco ni más de nueve), pero los accionistas minoritarios y los preferenciales tienen derecho, cada uno, a un (1) director, por lo menos.

El CA elige a la Dirección Ejecutiva de la empresa, que está compuesta por un Presidente (que tiene que ser miembro del CA) y seis Directores, por un plazo de tres años (se permite la reelección), los mismos que pueden ser destituidos por el CA (Art. 20). Antes de asumir y luego, al dejar el cargo, los miembros del CA y de la Dirección Ejecutiva deben presentar su Declaración de Bienes (Art. 22). El CA fiscaliza la gestión de los Directores y les fija atribuciones, examinando, en cualquier momento, los libros de la empresa.

² Para mayor información véase en Estatuto de PETROBRAS en www2.petrobras.com.br/porta/portal/frame_ri.asp?pagina=/ri/port/ConhecaPetrobras/EstatutoSocial/EstatutoSocial.asp.

³ “Art. 5º Las acciones de la empresa serán: ordinarias, con derecho a voto, y preferenciales, éstas siempre sin derecho a voto”. En este mismo artículo se dice: “Las acciones preferenciales serán inconvertibles en acciones ordinarias y viceversa”.

⁴ “El salto dado por PETROBRAS en el 2005 queda demostrado en cifras. En diciembre, la empresa registró un valor de mercado de 74 mil millones de dólares, sobre los 42 mil millones de dólares que valía en el 2004. El excelente desempeño le trajo a la petrolera el reconocimiento internacional. PETROBRAS subió 68 posiciones en la clasificación de la revista de negocios norteamericana *Business Week*. Quedó en el puesto 56 en el escalafón de las empresas de capital abierto con mayor valor de mercado del índice internacional Standard & Poor's Global 1.200. Lo anterior se mide a partir de la contabilización de todas las acciones disponibles de la compañía en los mercados internacionales, multiplicadas por el valor de la acción” (Tiempos del Mundo, 02/02/2006, www.tdm.com/Economia/2006/02/20060202-870142.htm).

Cuadro 1
ACCIONISTAS DE PETROBRAS
(En número de acciones)

Accionistas	Composición del Capital Social (31/07/2006) Acciones	Porcentaje
Acciones Ordinarias	2 536 673 672	100,0
Unión Federal	1 413 258 228	55,7
BNDESPar	47 246 164	1,9
ADR Nivel 3	688 643 348	27,1
FMP - FGTS Petrobras	113 687 876	4,5
Extranjeros (Resolución n° 2689 C.M.N)	68 451 155	2,7
Demás personas físicas y jurídicas (1)	205 386 901	8,1
Acciones Preferenciales	1 850 364 698	100,0
BNDESPar	287 023 667	15,5
ADR. Nivel 3 e Regra 144 -A	686 680 620	37,1
Extranjeros (Resolución n° 2689 C.M.N)	276 193 816	14,9
Demás personas físicas y jurídicas (1)	600 466 595	32,5
Capital Social	4 387 038 370	100,0
Unión Federal	1 413 258 228	32,2
BNDESPar	334 269 831	7,6
ADR (Acciones ON)	688 643 348	15,7
ADR (Acciones PN)	686 680 620	15,7
FMP - FGTS Petrobras	113 687 876	2,6
Extranjeros (Resolución n° 2689 C.M.N)	344 644 971	7,9
Demás personas físicas y jurídicas (*)	805 853 496	18,4

Fuente: PETROBRAS (*) Incluye a BOVESPA y otras entidades.

Pero quizá lo más importante es que se establece un Consejo Fiscal (Art. 43) de cinco miembros, de carácter permanente, elegidos por la Asamblea General Ordinaria. Dos son elegidos por los privados: uno por los accionistas minoritarios (con derecho a voto) y el otro por los accionistas preferenciales, en votaciones separadas. Un tercer miembro es designado por el Ministerio de Economía, como representante del tesoro público.

Este Consejo Fiscal tiene un amplio mandato (Art. 46) para fiscalizar, por parte de cualquiera de sus miembros, los actos de los administradores y verificar el cumplimiento de sus deberes legales y (aquellos relacionados con el Estatuto). También opina sobre los planes de inversión y los presupuestos de capital, la distribución de dividendos y la fusión o división de la empresa. Cualquiera de sus miembros puede denunciar a los órganos de administración, si éstos no implementan las medidas necesarias para proteger los intereses de la empresa, señalando los fraudes o crímenes que llegaron a descubrir.

En síntesis, la empresa puede competir y, a la vez, gozar de autonomía. Los accionistas tienen acceso a amplios poderes fiscalizadores que garantizan la buena marcha de la empresa.

C. Estrategia corporativa de PETROBRAS

La estrategia corporativa de PETROBRAS, se basa en objetivos de crecimiento, rentabilidad, responsabilidad social y ambiental. Además, busca liderar el mercado de petróleo, gas natural, derivados y biocombustibles en América Latina, actuando como empresa integrada de energía, extendida en la petroquímica, la energía renovable y la actividad internacional. Algunas de sus principales estrategias son:

- Consolidar y ampliar las ventajas competitivas en el mercado de petróleo y sus derivados en Brasil y Sudamérica.

- Desarrollar y liderar el mercado brasileño de gas natural y actuar de forma integrada en los mercados de gas y energía eléctrica en América del Sur.
- Expandir selectivamente la actuación internacional de forma integrada en los negocios de la compañía.
- Expandir selectivamente la expansión en el mercado petroquímico.
- Expandir la participación de mercado de los biocombustibles, liderando la producción nacional de biodiesel y ampliando la participación del negocio de etanol.

Las estrategias por negocio son las siguientes:

- **Exploración & Producción**
 - Incrementar la producción y reservas, optimizando el desarrollo de las reservas probadas, o el desarrollo de nuevas reservas, focalizándose en el aumento de la producción de petróleos ligeros y en el aumento de la producción y oferta de gas natural.
- **Abastecimiento**
 - Aumentar las ventas y productos de Brasil en el exterior y ampliar la actuación de la industria en biorefinación, biomasa, y negocios de petroquímica y fertilizantes.
 - Distribución
 - Liderar el mercado brasileño en derivados de petróleo y biocombustibles, posicionando la marca de PETROBRAS como la favorita entre los consumidores y actuar en el negocio de la energía, de forma integrada en todos los negocios de la compañía.
- **Gas & Energía**
 - Desarrollarse y consolidarse en el mercado de gas manteniendo la rentabilidad, buscando la integración en América del Sur, asegurando la estructura de un sistema confiable, flexible y competitivo para el abastecimiento del país. Actuar en negocios de biocombustibles de forma integrada, liderando la producción nacional de biodiesel y ampliando la participación del negocio de etanol.
- **Internacional**
 - Asegurar el liderazgo como empresa integrada de energía en América Latina y expandir su actuación en E&P en el Golfo de México y África; la expansión de dos negocios internacionales, que sumarán a la producción de petróleo que se produce en Brasil, generando mayor valor agregado.

D. Inversiones

Las inversiones de PETROBRAS, presentan una tendencia creciente, cuyo monto ascendió de 4.148 millones de dólares en 1999 a 9.580 millones de dólares el 2005. En promedio, las inversiones en exploración y producción (E&P) llegan casi al 60% de la inversión total, en el 2005 estas fueron de 5.758 millones de dólares. En segundo lugar, se encuentra la inversión en refinación representa aproximadamente el 15% de la inversión total, cuyo monto en el 2005 ascendió a 1.349 millones de dólares.

Cuadro 2
EVOLUCION DE LAS INVERSIONES DE PETROBRAS
(En millones de dólares)

Años	E&P	Abastecimiento	Gas y energía	Internacional	Distribución	Otros	Total
2000	2 927	558	-	318	-	345	4 148
2001	2 723	561	231	500	92	120	4 227
2002	2 875	858	443	2 008	150	101	6 435
2003	3 110	1 533	472	640	108	149	6 012
2004	4 309	1 335	214	797	418	368	7 441
2005	5 758	1 349	627	1 297	203	346	9 580

Fuente: PETROBRAS.

Respecto al plan de inversiones, en el plan de negocios 2007–2011, se establece una inversión total de 87.100 millones de dólares para el periodo. La inversión en E&P representa casi la mitad de inversión con un valor por 40.700 millones de dólares.

Vale la pena resaltar que una cantidad importante de los proyectos de inversión de PETROBRAS es financiada por el banco de fomento BNDES, como puede apreciarse en el cuadro 3.

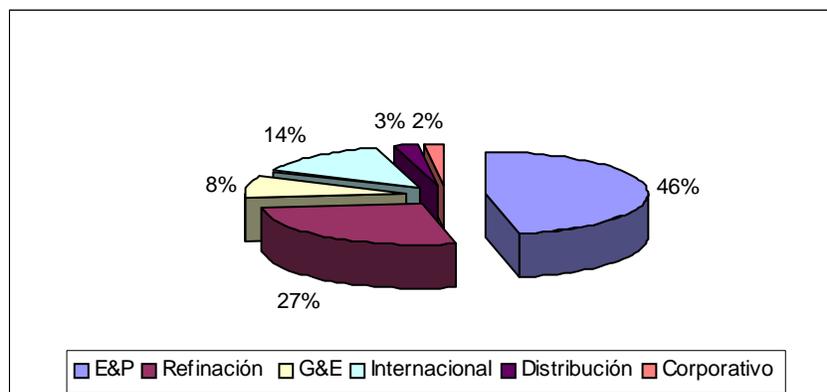
Cuadro 3
INVERSIONES DE PETROBRAS FINANCIADAS POR EL BNDES; ENERO 2003-JUNIO 2005
(En millones de dólares)

Rubros	Contratados, aprobados y en análisis		Arreglados y en perspectiva	
	Inversión	Financiamiento	Inversión	Financiamiento
Exploración y Producción*	2 444	1 022	1 976	855
Navíos de Apoyo	648	550	149	134
Transporte de Gas	1 126	295	1 621	1 459
Distribución de Gas	372	195	35	24
Termoeléctrica a Gas	1 741	572	-	-
Suministradores	49	29	50	28
Total	6 380	2 664	3 831	2 501

Fuente: PETROBRAS, Memoria 2005.

* incluye plataforma y refino

Gráfico 2
PETROBRAS: PROGRAMA DE INVERSIONES 2007-2011
(Monto de 87.100 millones de dólares en porcentajes)



Fuente: PETROBRAS.

E. Renta petrolera

PETROBRAS realiza un cálculo del valor agregado del conjunto de su actividad⁵ para el 2005, la que asciende a 115.309 millones de reales, equivalente a 43.426 millones de dólares. La metodología utilizada es la siguiente: a las ventas finales por 179.660 millones de reales se le deducen los insumos, el costo de las mercaderías, así como la depreciación y la amortización. El resultado es el valor agregado anual (VAA).

Por lo tanto este VAA equivale al 64% del total de ventas realizadas por PETROBRAS en el 2005. Si a esta cifra se le restan los gastos de personal (de manera de tener una cifra de valor agregado similar metodológicamente a la de México y Venezuela) el VAA es de 105 667 millones de reales, lo que equivale a 43.426 millones de dólares.

La distribución de este VAA —sin incluir gastos de personal— (véase cuadro 4), el 60,4% corresponde al Estado por el concepto de pago de impuestos (impuesto a la renta e impuestos indirectos); el 16,2% a gastos financieros (pago a financistas y proveedores), mientras que el 23,4% corresponde a las utilidades que reciben los accionistas. Afirma PETROBRAS que el 6,7% corresponde a pago de intereses, el 1% a las utilidades distribuidas a los accionistas no controladores de la empresa y el 15,8% corresponde a las utilidades no distribuidas, las mismas que quedan dentro de la empresa.

Vale la pena resaltar que el ratio de 23,4% (Utilidades/VAA, sin incluir gastos de personal) es significativo y comparable a los mejores de la industria.

Cuadro 4
PETROBRAS: VALOR AGREGADO ANUAL SIN INCLUIR GASTOS DE PERSONAL
(Millones de dólares)

RUBROS	2005		2004	
	Valor	%	Valor	%
Impuestos	26 223	60,4	19 143	63,7
Pagos a financistas y proveedores	7 032	16,2	4 546	15,1
Utilidades	10 170	23,4	6 347	21,1
Intereses	2 897	6,7	1 724	5,7
No controladores	420	1,0	575	1,9
Ganancias no distribuidas	6 852	15,8	4 047	13,5
Valor Agregado Anual	43 426	100,0	30 037	100,0

Fuente: PETROBRAS, Análise Financeira e Demonstrações Contábeis 2005, páginas 15-16.

F. La apertura petrolera

Desde que Brasil instauró su industria de hidrocarburos en 1997, ha mantenido siete rondas de licitación internacional. A partir de la cuarta y quinta ronda, se notó un fuerte desinterés, por parte de las compañías privadas. Posteriormente, en la sexta y séptima ronda, ha habido una recuperación, en cuanto a la presencia de empresas privadas, así como, a los bonos de asignación.

En efecto, en la sexta ronda, agosto del 2004, hubo un total de 154 bloques vendidos. Sin embargo, la mayoría de bloques con mayor potencial de reservas fueron ganados por PETROBRAS. Brasil realizó su séptima ronda de licitación en octubre del 2005. La ANP reportó un record de 144 compañías tomando la concesión de 1.134 bloques. En esta ronda resalta la adquisición por 72 millones de dólares, por parte de PETROBRAS y BG Group, del bloque *off-shore* S-M-508 en el yacimiento de Santos.

⁵ PETROBRAS: Análisis Financieros y Demostraciones Contables 2005, www.petrobras.com.br, página 9.

Según el *Energy Information Administration*, la mayor parte de inversionistas extranjeros, como la *Shell*, BP y EnCana, evitaron adquirir la operación directa de las nuevas licitaciones y optaron por asociarse en campos que serían operados por PETROBRAS.

Cuadro 5
BRASIL: RESULTADO DE LAS RONDAS DE LICITACION PETROLERA
(En porcentajes y millones de dólares)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Total
	Ronda 1	Ronda 2	Ronda 3	Ronda 4	Ronda 5	Ronda 6	Ronda 7	
Contenido Local (en %)								
Fase de Exploración	25,4	41,8	28,4	39,1	78,8	35	74	
Fase de Desarrollo	26,7	47,9	39,9	53,8	85,6	65	81	
Número de empresas ofertantes	n.d.	n.d.	n.d.	14	6	21	85	
Número de bloques concedidos	12	21	34	21	101	154	251	
Total área concedida (km ²)	54 659	48 111	48 629	25 289	21 951	39 657	194 739	
Bono de asignación	178	256	252	32	9	227	485	1 440

Fuente: Agencia Nacional de Petróleo (ANP).

La conclusión, después de las siete rondas de licitación, es que sólo una empresa privada, *Royal Dutch /Shell*, produce petróleo en el yacimiento de Campos.⁶ En consecuencia, PETROBRAS mantiene el 95% de la producción nacional.

El 28 y 29 de noviembre del 2006 se llevó a cabo la Octava Ronda Exploratoria, ofreciendo 284 bloques, totalizando cerca de 101 mil km², localizados en 14 sectores de siete cuencas sedimentarias. Si bien la Ronda no pudo llegar a su término, debido a una orden judicial de último minuto, se obtuvieron importantes resultados. Se remataron 58 bloques, de los cuales 38 fueron asignados a los postores, obteniéndose 268 millones de dólares en bonos de asignación.

Según información proporcionada por la Agencia Nacional del Petróleo (ANP), en las siete rondas realizadas se recaudaron más de 3.000 millones de reales (1.440 millones de dólares) en bonos de asignación y las actividades de E&P, en el ámbito de los contratos de concesión, pueden generar cerca de 30.800 millones de dólares en inversiones mínimas hasta 2010 (lo que incluye, principalmente, las inversiones de PETROBRAS). En total, fueron licitados 594 bloques. Al contabilizar los bloques devueltos, ahora existen 558 bloques en concesión, con 56 concesionarios. El área total bajo concesión corresponde aproximadamente a 313.000 km²–, lo que equivale al 4,9% de las cuencas sedimentarias brasileñas de petróleo y gas natural.

La razón por la cual las inversiones extranjeras no han tomado una fuerte importancia se debe, según el EIA, a las altas tasas impositivas y a los magros resultados de éxito exploratorio. Sin embargo, la ANP ha manifestado reiteradamente que persiste el interés de atraer inversión extranjera en el sector hidrocarburos.

⁶ “El proyecto Bijupira-Salema de la *Shell* en el yacimiento de Campos es el único campo petrolero en Brasil que no es operado por Petrobras. La producción comenzó en el 2003 y alcanza los 50,000 BD. *Shell* también espera comenzar a producir 100.000 BD en el proyecto BC-10 a fines del 2008” (Departamento de Energía de Estados Unidos, www.eia.doe.gov).

Cuadro 6
BRASIL: INCREMENTOS DE PRODUCCION RECIENTES Y PREVISTOS
EN LA INDUSTRIA PETROLERA
(Millones de barriles diarios)

Campo	Operador	Fecha tentativa	Producción máxima (MBD)
Albacora Leste	PETROBRAS	Abr-06	180
Golfo Mod 1	PETROBRAS	May-06	100
Piranema	PETROBRAS	Oct-06	20
Jubarte I	PETROBRAS	Sep-07	60
Polvo	Devon Energy	Jul-07	50
Roncador P-52	PETROBRAS	4T - 2007	180
Roncador P-54	PETROBRAS	4T - 2007	180
Espadarte RJS-409	PETROBRAS	4T - 2007	100
Golfo Mod II	PETROBRAS	3T - 2008	100
Marlim Sul Mod 2 P-51	PETROBRAS	4T - 2008	180
Frade	Chevron	4T - 2008	100
BC-10	Royal Dutch Shell	2Q2009	100
Golfo Mod III	PETROBRAS	1T - 2010	100
Jubarte II P-57	PETROBRAS	2T - 2010	120
Chinook	Norsk Hydro	2T - 2010	60
		TOTAL	1 630

Fuente: *Energy Information Administration*, www.eia.doe.gov/cabs/brazil.html.

Las inversiones previstas por cuencas, así como las metas de producción, aparecen en el cuadro 6. Se pronostica un incremento de la producción de 1.630 mbd, de los cuales 81% correspondería a PETROBRAS y 19% a empresas privadas, lo que constituye un aumento en relación a años anteriores.

G. Internacionalización

PETROBRAS es la empresa estatal petrolera latina más internacionalizada de la región. Sus activos externos llegan a un total de 7.827 millones de dólares en el 2003, según la UNCTAD.⁷

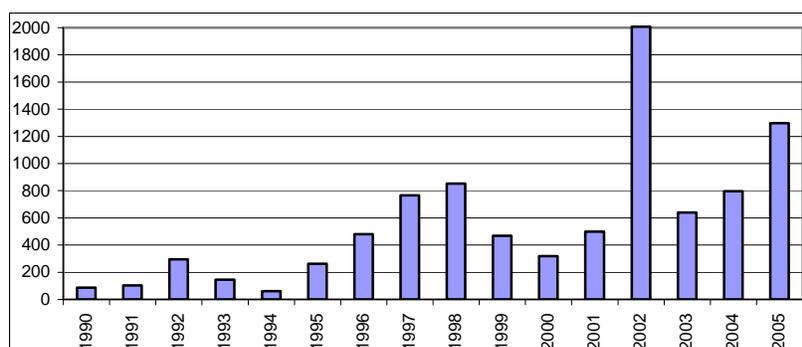
Su internacionalización cobra dinamismo desde la década de 1970, debido al alza del precio del petróleo y de la necesidad de Brasil de contar con mayores reservas. Desde entonces PETROBRAS, ha mantenido en el extranjero acuerdos de asistencia técnica, áreas para la exploración y relaciones comerciales con otros países.

En 1997, año de la reforma de liberalización en el sector, Braspetro —subsidiaria internacional de PETROBRAS— mantenía relaciones con más de 70 compañías petroleras y cerca de unos 140 contratos de exploración en nueve países: Angola, Argentina, Bolivia, Colombia, Ecuador, Líbano, Perú, Reino Unido y Estados Unidos.

Actualmente, la empresa ha empezado a invertir en Irán, Tanzania y otros. A la vez, ha logrado desarrollar ventajas competitivas en tecnologías de exploración y producción mar adentro, que es utilizado ampliamente en el extranjero.

⁷ Véase World Investment Report 2003, www.unctad.org.

Gráfico 3
INVERSIONES DE PETROBRAS EN EL EXTERIOR



Fuente: PETROBRAS

Estos cambios normativos fueron el impulso a la internacionalización de PETROBRAS, en la medida que la empresa brasileña se ve obligada a invertir en todas las etapas de la actividad petrolera en los países vecinos, con el objeto de consolidar y eliminar la incertidumbre y riesgos de las etapas de la actividad petrolera en su mercado interno, ante el nuevo marco de liberalización. La internacionalización en países vecinos, se hizo posible gracias a la privatización y reformas en estos países.

En el 2005, la inversión de PETROBRAS en el extranjero ascendió a 1.297 millones de dólares, lo que representó un aumento de casi 70% respecto al año anterior. Cabe mencionar que el mayor monto de inversión, se dio en el 2002 con 2.008 millones de dólares, cuando PETROBRAS adquirió los activos de Pérez Compac, con lo cual obtiene importantes activos en Argentina y en otros países como en Perú con el Lote X.

Cuadro 7
PAISES EN LOS QUE PETROBRAS OPERA CON EMPRESAS DE SU PROPIEDAD

	Petróleo		Gas Natural		Electricidad
	<i>Upstream</i>	<i>Downstream</i>	<i>Upstream</i>	<i>Downstream</i>	
Argentina	X	x	x	x	x
Angola	X				
Bolivia	X	x	x	x	
Colombia	X	x	x		
Estados Unidos	X	x	x		
Nigeria	X				
Países donde realiza actividades desde otras sedes					
	Petróleo		Gas Natural		Electricidad
	<i>Upstream</i>	<i>Downstream</i>	<i>Upstream</i>	<i>Downstream</i>	
China	X	x			
Ecuador	X	x			
Guinea Ecuatorial	X				
Irán	X				
Libia	X		x		
México			X		
Paraguay		X			
Perú	X				
Tanzania	X				
Turquía	X				
Uruguay		X		X	
Venezuela	X				

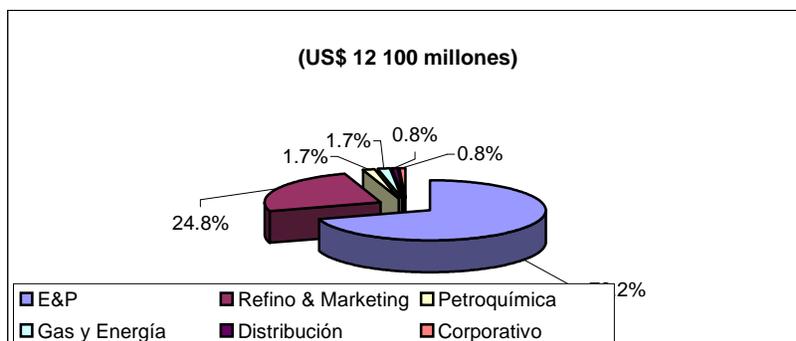
Fuente: PETROBRAS

Cabe destacar, la relación que se viene manteniendo en cuanto a cooperación tecnológica en aguas profundas con la estatal Petróleos Mexicanos (PEMEX). PETROBRAS tiene la expectativa de ampliar sus

negocios en el país. Considera para ello la manifestación de interés del gobierno de México en tener a PETROBRAS como socia de PEMEX en operaciones en aguas profundas del sector mejicano del Golfo de México.

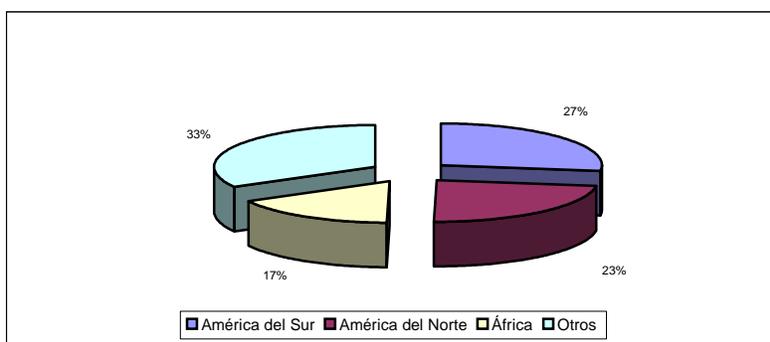
La actuación de PETROBRAS en el exterior se realiza, por intermedio del Área de Negocio Internacional, cuyos activos, operaciones y negocios se distribuyen, actualmente, en 18 países. Asimismo, está presente en las principales bolsas de energía mundiales y en la realización de operaciones comerciales.

Gráfico 4
PETROBRAS: INVERSIONES PREVISTAS PARA 2011



Fuente: PETROBRAS.

Gráfico 5
PETROBRAS: INVERSIONES PREVISTAS EN EL EXTRANJERO POR REGIONES AL 2011



Fuente: PETROBRAS

En diciembre del 2005, al igual que otras compañías como la empresa chilena ENAP, aprovecho PETROBRAS la reestructuración de la firma holandesa *Royal Dutch/Shell* para adquirir los negocios de combustibles en Colombia y la totalidad de las operaciones en Paraguay y Uruguay por un monto cercano a los 140 millones de dólares.

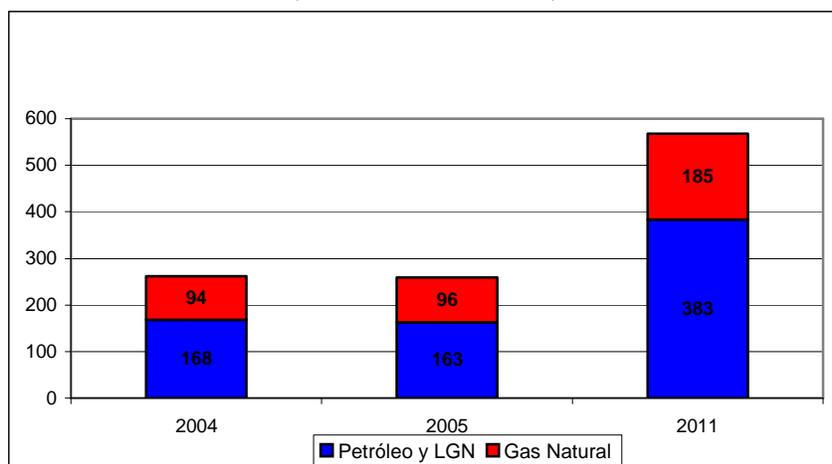
PETROBRAS tiene previsto seguir consolidándose como la empresa más importante del sector energético en América Latina, así como seguir participando en otras regiones. La empresa planea acumular entre el 2007 y el 2011 una inversión en activos en el extranjero por 12.100 millones de dólares. Destaca la presencia en América del Sur con el 27% de sus inversiones, seguido de América del Norte con el 23% y, en tercer lugar, África con el 17%.

Las principales actividades de PETROBRAS en el extranjero se concentrarán en la exploración y producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos, así como en la refinación para obtener combustible,

ambas áreas demandarán un 95% de la inversión de PETROBRAS en el extranjero. La primera actividad contará con un 70% del total de inversión, mientras que la segunda con 24.8%.

Las perspectivas de PETROBRAS al 2011, se focalizan en continuar su expansivo crecimiento en la producción de petróleo, tanto dentro de Brasil, como en el extranjero. Así, en el 2011 se pretende alcanzar una producción en el extranjero de 568 mbd, lo cual representa un aumento de 120%, respecto el 2005, cuando la producción alcanzó 259 mbd. Asimismo, se prevé adecuar y ampliar la capacidad de refinación, y así mejorar la calidad de productos y la valorización del petróleo nacional.

Gráfico 6
PETROBRAS: METAS DE PRODUCCION EN EL EXTERIOR
(Millones de barriles diarios)



Fuente: PETROBRAS.

Cabe destacar la buena gestión de PETROBRAS en el extranjero, en el 2005, que reportó una utilidad por 233,3 millones de dólares, monto superior en 63% respecto al año anterior. Dicho incremento se explica por la mayor cotización que presentan los precios internacionales de los *commodities*, el aumento de las ventas de gas natural de Bolivia a Brasil y Argentina.

De otro lado, también hubo factores contrarios, como la declinación de los campos maduros en Argentina y Angola, el menor aumento previsto de la producción de gas en Bolivia, debido al aumento del pago de la regalía de 18% a 50% en mayo del 2005, y a la reducción de los márgenes de comercialización de combustibles en Argentina, debido a los límites impuestos a los precios de venta, por parte de los gobiernos locales.

III. La gestión de la industria en Chile

Chile es un país con escasa filiación petrolífera, lo que determina que tenga que realizar importaciones de petróleo crudo para satisfacer su demanda interna, lo que incide en una importante salida de divisas para el país. Las reservas de petróleo de Chile ascienden a solo 150 mmb, de las cuales la mayor parte corresponden a la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP).

En el 2005 la producción de petróleo en Chile fue de 4 mbd, lo que significó un leve decrecimiento de 3% respecto al volumen producido en el 2004. Como el consumo de petróleo y derivados en Chile asciende a 244 mbd, se aprecia que existe una importante brecha entre producción y consumo. En términos económicos, las importaciones de petróleo ascendieron a 3.780 millones de dólares en el 2005, aumentando en 31% con respecto al 2004 (Banco Central de Chile).

Para paliar este déficit, la ENAP, a través de su filial SIPETROL, se ha orientado a producir petróleo en terceros países. En el 2005, Sipetrol produjo 23 mbd.

A. Marco legal y regulatorio

Chile es el primer país en poner en marcha reformas legislativas al subsector petrolero en la región. En 1975 con el Decreto Ley 1089, realizó una desregulación en las operaciones de exploración y

explotación. Desde esa fecha la ENAP pierde la exclusividad en el sector. La nueva norma estableció la existencia de contratos especiales de operación en la exploración y producción de hidrocarburos.

En el “*downstream*” también se llevó a cabo una desregulación completa, liberalizando los precios al consumidor, estableciendo también la libertad de importación, transporte y distribución. Asimismo, se derogó la exclusividad de la ENAP en la refinación, pudiendo ahora cualquier privado importar crudo y refinarlo.

En materia de precios, se procedió a fijar los valores de los derivados sobre la base de la paridad de importación de cada tipo de combustible. Al mismo tiempo, se procedió a reducir las tasas arancelarias. Inicialmente, éstas eran de 10% y desde el 2005 están en 6%, de acuerdo a la Ley 19.589. Adicionalmente, debe considerarse que, debido a la crisis energética, en abril del 2004 se estableció que el petróleo importado del Ecuador ingrese a Chile con arancel cero.

En consecuencia, actualmente en Chile, la ENAP y sus filiales realizan sus actividades en un ambiente de economía abierta, donde cualquier inversionista puede explorar y explotar petróleo (previa suscripción de un contrato especial de operación petrolera con el Estado o la obtención de una concesión administrativa), y refinar, importar y distribuir productos y subproductos de hidrocarburos libremente.

Dicho esto, la producción de petróleo y gas en Chile le corresponde, en un 100%, a la empresa estatal ENAP. Asimismo, si bien cualquier empresa privada puede invertir en la industria de refino, actualmente todas las refinerías que operan en Chile son propiedad de la ENAP. En el campo del comercio minorista de derivados del petróleo, existen una gran cantidad de actores, pero no figura la ENAP. En la distribución de gas no existe actividad del Estado, pues el 100% lo desarrolla la empresa privada.

B. Estilo de gestión La gestión de la ENAP, se basa sobre dos estrategias centrales: (i) asegurar el abastecimiento interno de crudo y gas natural en Chile; y, (ii) mejorar y ampliar la capacidad de refinación.

La ENAP está organizada en dos áreas de negocios: (i) exploración y producción, en la cual está incluida la subsidiaria internacional Sipetrol y los pozos en Magallanes; y (ii) refinería, logística y comercialización, en la cual está incluida la refinería en Chile y la subsidiaria de refinación en el exterior.

La ENAP es de propiedad del Estado de Chile. Fue constituida conforme a la Ley N° 9.618, promulgada el 19 de junio de 1950. Sus estatutos fueron aprobados por Decreto N° 1.208, dictado el 10 de octubre de 1950, por el entonces Ministerio de Economía y Comercio.

Su administración superior radica en un Directorio compuesto por ocho miembros, encabezado por el Ministro de Minería, quien ocupa la Presidencia de éste. La Vicepresidencia es ejercida por el Vicepresidente Ejecutivo de la CORFO, entidad que también designa a otros seis directores, incluyendo tres que representan al Instituto de Ingenieros de Minas de Chile, a la Sociedad Nacional de Minería y a la Sociedad de Fomento Fabril.

Además, un grupo de Directores conforma el Comité de Auditoría que ejerce el mismo rol que se espera de un Comité de esta naturaleza en cualquier sociedad anónima en Chile (Responsabilidad Social 2005, Pág. 37).

El Comité es presidido por el miembro del Directorio de la ENAP que representa a la Sociedad de Fomento Fabril, e integrado por dos de los directores designados por el Consejo de la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO).

Las principales facultades y deberes del Comité de Auditoría son:

- Aprobar el programa anual corporativo de auditoría interna y controlar su cumplimiento.
- Seleccionar a los auditores externos de los estados financieros de la ENAP y filiales.
- Examinar el balance y demás estados financieros y los informes de los auditores externos y de la Contraloría General de la República;
- Pronunciarse sobre ellos en forma previa a su presentación al H. Directorio para su aprobación.
- Examinar las operaciones entre la ENAP y entidades relacionadas.
- Analizar y proponer al Directorio políticas sobre conflictos de interés, y examinar las situaciones que puedan presentarse en esta materia.

En lo relacionado a la gestión de personas, en el 2005 la Administración y las organizaciones sindicales de ENAP y filiales continuaron avanzando en la profundización del Proyecto Común de Empresa (PCE), constituyendo mesas de trabajo conjuntas suscribiendo nuevos documentos para garantizar la participación de los trabajadores en el cumplimiento de las metas estratégicas.

En el 2005 se destacan dos hechos de importancia: (i) el Protocolo de Gestión Laboral de ENAP frente a las Empresas Contratistas” y (ii), el “Protocolo de Desarrollo de la Dirigencia Sindical”. Esto es conocido internamente como participación representativa como modelo de gestión.

Cuadro 8
ENAP: EVOLUCIÓN Y DOTACIÓN DE PERSONAL

Líneas de Negocios	Unidad	2000	2001	2002	2003	2004	2005
E&P - ENAP Sipetrol S.A.	ENAP Sipetrol	185	234	286	382	364	1 421
	Magallanes	1 521	1 337	1 269	1 228	1 214	
RL&C - ENAP Refinerías S.A.	Refinería Bío Bío	629	633	626	633	649	
	Refinería Aconcagua	566	562	559	553	555	1 431
	DAO	129	124	124	118	107	
Casa Matriz		171	171	172	176	178	127
Total		3 201	3 061	3 036	3 090	3 067	2 979

Fuente: ENAP.

En el cuadro 9 se aprecia una tendencia a la reducción del personal de la empresa. Para el 2005, los 2.979 empleados, que incluye personal con contrato indefinido, se dividió en 2.797 trabajadores, 93 jefes de departamento y directores, 59 profesionales especializados y 30 gerentes.

De otro lado, la ENAP cuenta con asociaciones estratégicas para algunos proyectos, por ejemplo, la línea de negocios E&P gestionó la asociación de la ENAP con la empresa italiana ENEL, para desarrollar en conjunto estudios para la exploración y explotación geotérmica en Chile, a través de la sociedad Empresa Nacional de Geotermia S.A.

La ENAP cuenta con una gestión ambiental que busca hacer sostenible sus actividades exploratorias, de explotación y de refinación, a través de medidas concretas que minimicen el

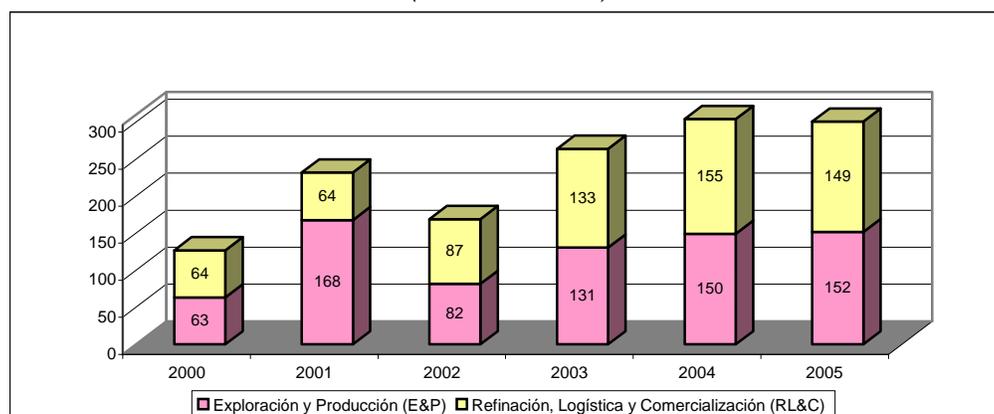
impacto en el medio ambiente. Estas medidas van acompañadas a las de mejoramiento de la calidad de las actividades productivas de ENAP, particularmente de los combustibles.

La ENAP sustenta sus operaciones en las disposiciones emanadas en la ley de Bases del Medio Ambiente (1994) y el Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (1997). Entre las principales acciones ambientales, figuran la reparación de las fosas donde se encuentran depositados los residuos y chatarras de sus actividades.

C. Inversión

En el año 2002, en su plan Estratégico de Negocios, la ENAP se fijó como objetivo aumentar el valor de los activos de la empresa (2.157 millones de dólares) en un 50% y aumentar su contribución al fisco a la suma acumulada de 700 millones de dólares en el período 2002-2006. Los objetivos de inversión de la empresa fueron: (i) explorar nuevos campos de hidrocarburos, tanto en Chile como en el extranjero; (ii) ampliar la capacidad de refinación, y (iii) mejorar la calidad de la producción.

Gráfico 7
ENAP: EVOLUCIÓN DE LA INVERSIÓN REALIZADA POR LA EMPRESA
(Millones de dólares)



Fuente: ENAP.

Los objetivos están casi logrados, ya que en el ejercicio 2005 el valor de la compañía fue de 3.442 millones de dólares (lo que representa un aumento del 60% desde el 2002) y se entregó a su dueño la suma de 771 millones de dólares del 2002 al 2005 (ENAP, Memoria Responsabilidad social 2005, p. 28). La ENAP proyecta que al final del 2006 se logrará una transferencia acumulada al Estado, desde el 2002, de 969 millones.⁸

Para lograr estos objetivos, ENAP y sus filiales incrementaron sus inversiones. Entre el 2000 y el 2005 el total invertido alcanzó la suma de 1.398 millones de dólares, de los cuales 746 millones de dólares se destinaron al área de Exploración y Producción (E&P) y 652 millones de dólares al área de Refinación, Logística y Comercialización (RL&C). El 80% de la inversión en RL&C se destinó a la mejora de las refineras. el financiamiento de las inversiones ha provenido, en su mayor parte, de recursos propios de la ENAP.

⁸ A través del Oficio N° 25 del 11 de Agosto de 2005, el Ministerio de Hacienda estableció un nuevo mecanismo de capitalización de las utilidades, a partir del 2006. De tal forma que ENAP deba traspasar un monto mínimo de recursos, ya sea por impuesto a la renta o como anticipo del 50% de las utilidades que hacen superar la tasa de rentabilidad (utilidad sobre patrimonio) de 14%.

En el 2005, las inversiones de la empresa totalizaron 301 millones de dólares, de los cuales 152 millones se destinaron a exploración y producción, mientras que 149 millones de dólares se invirtieron en las actividades de refinación, logística y comercialización.

En lo que concierne a la línea de negocios de E&P, se invirtió la cantidad de 113,8 millones de dólares en contratos que tiene la ENAP en el extranjero y el saldo fue invertido en sus actividades en el país. Las actividades de Sipetrol en el extranjero se concentran en Ecuador, Argentina, Egipto e Irán

Respecto a la línea de negocios de RL&C, en el 2005 se alcanzó una inversión total de 149 millones de dólares, donde la mayor parte se concentró en la refinarias de Aconcagua (en el centro del país) y Bio Bio. El resto de la inversión se destina como aportes de capital a proyectos de asociación con terceros.

D. Actividades de la Empresa Nacional de Petróleo

En relación al “*upstream*”, en el 2004 la producción de petróleo ascendió a 27 MBD, de los cuales 23 mbd fueron producidos en el extranjero por la filial Sipetrol S.A., mientras que los 4 mbd restante fueron producidos dentro de Chile en Magallanes.

Cuadro 9
PRODUCCIÓN DE ENAP DENTRO Y FUERA DE CHILE
(Cifras en miles de barriles diarios)

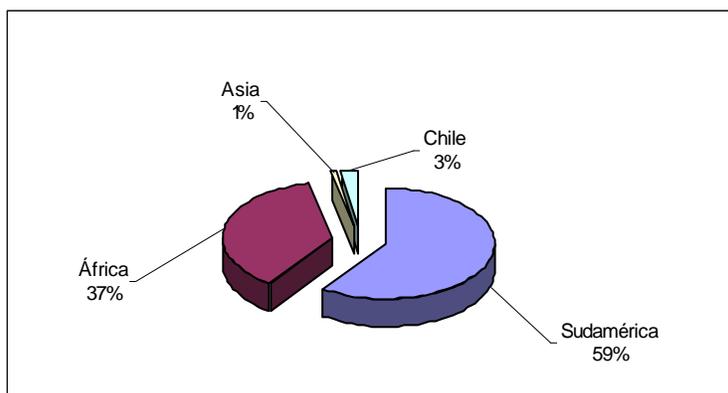
Producción	2000	2001	2002	2003	2004	2005
ENAP Chile	5,6	5,3	4,4	3,6	3,5	3,0
Sipetrol	13,1	24,2	22,3	23,3	23,9	22,0
Total ENAP	18,7	29,6	26,7	26,9	27,4	25,0

Fuente: ENAP - Memorias 2001-2005

En el 2005 la producción de petróleo se redujo a 25 mbd, debido a factores exógenos como paros en Ecuador y Argentina y restricciones a la comercialización en Ecuador. De su lado, la producción de crudo en Chile como en Colombia se mantuvo estable. De los cuales 22 mbd corresponden a producción en el extranjero mientras que 3 mbd a producción nacional, que representa una disminución de 6,5% respecto al año anterior.

Las principales actividades que realiza la ENAP dentro de Chile son la refinación y la comercialización. La empresa se abastece del crudo en el mercado internacional para contar con los insumos necesarios para la producción de combustibles, así como cumplir con sus compromisos comerciales. La mayor parte de su suministro de crudo proviene de los países de Sudamérica y África, siendo los principales proveedores Argentina y Angola.

Gráfico 8
ORIGEN DEL CRUDO PROCESADO POR ENAP EN 2005



Fuente: ENAP

Cuadro 10
ENAP 2005: REFINACIÓN, LOGÍSTICA Y COMERCIALIZACIÓN

Producto	MBD	Porcentaje
Gas Licuado	22,5	9,6
Gasolinas	49,7	21,3
Kerosene	14,9	6,4
Diesel	77,1	33,0
Petróleo combustible	38,4	16,4
Producción industrial y otros	30,9	13,2
Total	233,4	100,0

Fuente: ENAP

El abastecimiento es cubierto por contratos con compañías internacionales. Los principales proveedores fueron *Sonangol*, *Chevron Texaco*, *Chevron San Jorge*, *PETROBRAS*, *British Petroleum*, *Vintage Oil*, *Glencore*, *Trafigura*, *Total* y *ENAP Sipetrol S.A.*, filial internacional de la ENAP.

En el “*downstream*”, las actividades de refinación, logística y comercialización, parten de la región de Magallanes la que el 2005 realizó ventas de gasolina, kerosene y diesel por un volumen de 233 mbd, esto representó un incremento de 2,7 % respecto del año anterior. Estas ventas incluyen envíos a la zona central de Chile y a zona austral.

La empresa lidera el abastecimiento del mercado chileno con una participación cercana al 90% a nivel nacional y 100% en la zona austral. Incluso, en los últimos años se ha abierto paso a la exportación, principalmente en el mercado latinoamericano. Una parte de los combustibles producidos por la ENAP es vendida ocasionalmente a otras distribuidoras que operan en el país. Asimismo, la empresa exportó la cantidad de 43 mbd a diversos países, lo que equivale al 18% de la producción de sus refinerías (véase cuadro 13).

Cuadro 11
CHILE, ENAP: PARTICIPACIÓN DE MERCADO NACIONAL EN 2005

(En miles de barriles diarios y porcentajes)

Producto	Venta Nacional	Consumo Nacional	Participación de Mercado	Importaciones	Exportaciones
Gas Licuado	19,1	31,4	60,8	1,3	3,6
Gasolina	45,0	50,8	88,7	7,3	17,7
Kerosene	15,6	15,5	100,7	1,5	0,0
Diesel	97,0	104,6	92,7	22,1	2,8
Petróleo combustible	32,0	32,2	99,4	1,8	10,8
Productos industriales y otros	10,3	10,3	100,0	0,1	7,7
Total	219,0	244,8	89,5	34,1	42,7

Fuente: ENAP.

Cuadro 12
EXPORTACIONES DE ENAP EN 2005

(En miles de barriles diarios)

MBD	ARG	PERU	ECU	BOL	BRA	EE.UU	MEX	EI SAL	GUA	HON	PAN	TOTAL
GLP		0,1	3,3			0,2	-	0,1				3,7
Gasolinas	0,3	1,8			0,9	11,9	0,3	2,6	3,2	1,2	2,8	25,0
Diesel	0,9	1,9	-	0,02								2,8
Fuel	1,9					8,9						10,8
Otros												0,4
Total	3,0	3,8	3,3	0,02	0,9	21,5	0,3	2,7	3,2	1,2	2,8	42,7

Fuente: ENAP.

E. Contratos petroleros e internacionalización de la ENAP

Según la legislación chilena, los yacimientos son de propiedad del Estado, el que puede ejercer la facultad de explotarlos a través de la ENAP, concesiones administrativas o vía Contratos Especiales de Operación Petrolera (CEOP). Esta última modalidad es la que más ha sido aplicada en los últimos tiempos. La entidad gubernamental responsable de otorgar los CEOP es el Ministerio de Energía y Minería.

Bajo el sistema de CEOP, las compañías privadas interesadas en explorar y explotar hidrocarburos disponen de un régimen de beneficios, franquicias y excepciones que el Estado les garantiza, como la invariabilidad tributaria, la libertad para exportar y de disponibilidad de las divisas que reciben.

Cuadro 13
CONTRATOS DE OPERACIÓN EN EXPLOTACIÓN DONDE PARTICIPA LA ENAP

Proyecto	País	Operador	Participación Sipetrol (%)	
			2005	2004
Área Magallanes	Argentina	Sipetrol Argentina S.A.	50	50
Campamento Central Cañadón Perdido	Argentina	Repsol - YPF	50	50
Pampa el Castillo	Argentina	Sipetrol Argentina S.A.	100	100
Cam 2A Sur	Argentina	Sipetrol Argentina S.A.	50	50
Cagúan Río Ceibas	Colombia	Petrobras International S.A. Braspetro	27,27	27,27
Dindal	Colombia	ENAP Sipetrol S.A. Sucursal Colombia	90,60	90,6
Río Seco	Colombia	ENAP Sipetrol S.A. Sucursal Colombia	90,60	90,6
North Bahariya	Egipto	Norpetco (Joint Venture Company)	50	50
Paraíso, Biguno, Huachito	Ecuador	ENAP Sipetrol S.A. Sucursal Ecuador	-	-
Mauro, Dávalos, Cordero	Ecuador	ENAP Sipetrol S.A. Sucursal Ecuador	-	-

Fuente: ENAP, Memoria 2005.

Cuadro 14
CONTRATOS DE OPERACIÓN EN EXPLORACIÓN DONDE PARTICIPA ENAP

Proyecto	País	Operador	Participación Sipetrol (%)	
			Año 2005	Año 2004
Cam 3	Argentina	Sipetrol Argentina S.A.	50,0	50,0
Cam 1	Argentina	Sipetrol Argentina S.A.	50,0	50,0
La Invernada	Argentina	Wintershall Energía S.A.	50,0	-
Huila Norte	Colombia	ENAP Sipetrol S.A.	54,0	54,0
Altamizal	Colombia	ENAP Sipetrol S.A.	54,0	54,0
Acevedo	Colombia	ENAP Sipetrol S.A.	30,0	30,0
Doima	Colombia	Hocol S.A.	50,0	50,0
Tafura	Colombia	Braspetrol	50,0	50,0
East Rast Qattara	Egipto	Sipetrol International S.A.	50,5	50,5
El Diyur	Egipto	Apache El Diyur Corporation	41,0	41,0
Bloque Merh	Irán	OMV (Iran) Onshore Exploration GmgH	33,0	33,0
Bloque 35	Yemen	Oil Search	37,5	30,0
Bseal - 3	Brasil	Sipetrol Brasil Ltda.	-	-
Bpot - 3	Brasil	Tecpetrol do Brasil Ltda.	-	-
Bseal - 4	Brasil	Devon Energy do Brasil Ltda.	-	-

Fuente: ENAP, Memorias 2005, pag. 213.

Bajo esta modalidad, no ha habido descubrimientos de petróleo; sin embargo, ha permitido financiar gastos de inversión de exploración riesgosa que habrían sido ejecutados por la ENAP. Por tanto, los resultados en la ubicación de petróleo hasta el momento han sido negativos.

Cuadro 15A
CHILE: CONTRATOS DE EXPLORACIÓN (PARTE I)

Nº	BLOQUE	PRINCIPALES ESFUERZOS EFECTUADOS	DURACIÓN CONTRATO	PARTICIPANTES	INVERSIÓN EFECTUADA MUS\$	RESULTADO
1	Chiloé – Golfo de Penas: Plataforma continental	2.097 km sísmica Pozos exploración: Lacuy I, Lacuy 1-A, y Lacuy 1-B, 2044 m abandonados; Chepu 1, 3.054 m, y Darwin 1, 2.293 m.	De 7/12/77, a 09/07/82	Arco Petróleos Chile S.A., Amerada Hess, Petróleos Chile S.A., ENAP	39.123	Lacuy 1-B: Seco Chepu 1: Seco Darwin1: Seco No hubo descubrimient o comercial
2	Plataforma continental Isla Diego de Almagro/ Isla Diego Ramírez	4.814 km sísmica Pozo de exploración: A-1X, 2.541 m, seco.	De 21/12/78 a 18/11/82	Phillips Petróleos Chile S.A., Arco Petróleos Chile S.A., Amerada Hess Petróleos Chile S.A. ENAP	27.743	A-IX: Seco No hubo descubrimient o comercial
3	Salar de Atacama	Geología 1.000 km sísmica Pozo de exploración: Toconao 1, 5.340 m, Toconao 1A, direccional	De 30/8/88, a 29/08/91	Chile Hunt Company, ENAP	29.108	Toconao 1: Seco
4	Altiplano de Arica	Geología Gravimetría 750 km sísmica	De 13/3/89, a 06/09/98	Chile Hunt Company, ENAP	659	Sin información
5	San Pedro de Atacama Imilac	Geología 277 km sísmica	De 14/3/89, a 13/03/90	Pecten Chile Company, ENAP	1.99	No se prosigue con segunda etapa.
6	Pampa de Chiu-Chiu	Geología 200 km sísmica	De 9/5/89, a 01/12/91	Eurocan (Bermuda) Limitada de Chile, ENAP	1.228	Sin información
7	Salar de Pedernales-Maricunga	Geología 200 km sísmica Pozo de exploración: Fortuna 1X, 2.684 m	De 9/5/89, a 31/01/98	Eurocan (Bermuda) Limitada de Chile, Hamilton Oil (Chile) Co. Norcen International Ltd. (Chile). ENAP	5.934	Fortuna 1X: "No se encontró objetivo esperado"
8	Salar Punta Negra	Geología 250 km sísmica	De 9/8/89, a 08/08/91	Maxus Energy Corporation, Inc., ENAP	2.003	Consorcio abandona área. Termina contrato.

Fuente: CNE.

Cuadro 15B
CHILE: CONTRATOS DE EXPLORACIÓN (PARTE II)

Nº	Bloque	Principales esfuerzos efectuados	Duración contrato	Participantes	Inversión efectuada MUS\$	Resultado
9	Lago Mercedes Tierra del Fuego	Geología Sísmica Pozos de exploración: Lago Mercedes 1, 4 204 m Laguna Ema 1, 3 448m	De 15/1/90, a Vigente	Texaco Exploration Lago Mercedes Chile Inc., Anderman/Smith Chile Inc., y Argerado (Chile) Inc., ENAP	7.79	Lago Mercedes 1: descubre gas y condensado Laguna Ema 1: Seco
10	Área de Arica	Sin información	De 23/05/1991 a 18/08/1991	Petresearch Internacional (Chile) Inc. ENAP	Sin información	Sin Información
11	Altiplano Iquique	Geología	De 25/10/1991 a	Chile Hunt Company	411	Contratista termina contrato. Considera potencial ser orden secundario
12	Lago Blanco Tierra del Fuego	Geología Gravimetría	De 14/02/1992 a 08/06/1993	Anderman/Smith (Chile) Inc., ENAP	411	Renunció a contrato
13	Tamarugal Norte	Se han realizado actividades de exploración programadas para el 2do. Período de exploración en ambos bloques. Se registraron perfiles magneto telúricos	De 06/06/1997 (fecha de vigencia) al 06/06/2007	Evergreen Resources, Inc. ENAP	153	En la primera fase se obtuvo información sobre las áreas de cuencas sedimentarias
14	Tamarugal Sur			Evergreen Resources, Inc. ENAP	152	Se observaron acumulaciones de gas natural en los pozos Molino 5 y Santiago Norte 1
15		Se realizó levantamiento 3D. Se está interpretando sísmica 2D y 3D	1ª. Fase: 31/2 años 2da. Fase: 6 y ½ años	Cordex Petroleum, Inc. ENAP	Sin información	

Fuente: CNE

Con el objetivo de asegurar el abastecimiento interno de petróleo, en mayo de 1990 se creó su filial Sipetrol (Sociedad Petrolera Internacional), para la exploración y producción de crudo en el exterior. Cabe señalar que el objetivo planteado requiere, además de las actividades de Sipetrol en el extranjero, de la modernización de refinerías.

Para la internacionalización de la ENAP, ha sido clave el posicionamiento y liderazgo en el suministro de combustibles dentro de Chile. Asimismo, la experiencia y calidad de su capital humano. Actualmente, desarrolla actividades en Argentina, Colombia, Ecuador, Egipto, Irán y Yemen.

Entre los principales resultados del proceso de internacionalización, al 2005, destacan en cinco descubrimientos de petróleo en Egipto y uno en Irán. Además se tiene firmado acuerdo en Ecuador con

la empresa estatal de ese país, PETROECUADOR, lo que incluye acuerdos de transferencias tecnológicas y de ejecutivos, hasta compra de crudo ecuatoriano.

La actividad de exploración de Sipetrol se concentra principalmente en Egipto. En el 2005, se perforaron cuatro pozos de exploración en el bloque El Diyur, cuyo resultado fue el descubrimiento de tres campos de petróleo que entraron al proceso de producción en ese mismo año.

En cuanto a la internacionalización en el sector “*downstream*”, la empresa cuenta con la ENAP Refinería, S.A., que empezó a operar en enero del 2004.

El hecho más relevante en la internacionalización, ha sido su incursión en el mercado de distribución de combustibles, primero en Perú y luego en Ecuador. Así, en el 2004 en asociación con el Grupo Romero,⁹ compra los activos de *Shell*, aprovechando que ésta se encontraba en una etapa de reestructuración. Luego de un año de su llegada, a través de Primax, llega a abarcar el 27% de las ventas, convirtiéndose en la primera empresa del mercado.

Posteriormente, también a través de Primax, la asociación decide adquirir los activos de la *Shell* en Ecuador, correspondiente a 60 estaciones de servicio. Sin embargo, esta adquisición se encuentra en evaluación de las autoridades ecuatorianas. De ser efectiva la compra, la ENAP se colocaría en una posición dominante en la costa del Pacífico.

F. Proyecto de gas natural licuado

Cuando Argentina restringió las exportaciones de gas natural a Chile en el primer semestre del 2004, las generadoras eléctricas manifestaron su preocupación, pues fueron las más afectadas. También protestaron la mayoría de los consumidores chilenos. Ante ello, el Presidente Ricardo Lagos puso en marcha la diversificación de las fuentes de energía, lo que incluía la concreción de una planta de regasificación para importar gas natural licuado de cualquier parte del mundo.

El encargo de liderar el proceso de licitación internacional de Gas Natural Licuado (GNL) le fue encargado a ENAP en el 2004, llevándose a cabo la licitación en febrero del 2006. El proyecto consiste en la construcción de una planta regasificadora, lo que incluye la construcción y operación de un terminal marítimo con el fin de descargar, almacenar y regasificar el gas natural y posteriormente distribuirlo a través de gasoductos ubicados en la zona central. La planta se construirá en la bahía de Quintero, en la zona central de Chile.

El proyecto se materializará mediante la creación de un “*pool*” o “grupo de consumidores”, conformado originalmente por la ENAP, Endesa de Chile, Metrogas, Colbún y ASGener. El objetivo es garantizar un tamaño mínimo de demanda y generar economías de escala, en el largo plazo.

El 16 de febrero del 2006 Chile adjudicó a *British Gas* (BG Group) la licitación de la planta de regasificación. Esta empresa se comprometió a una inversión de 350 millones de dólares, a través de una carta de entendimiento de “negociación exclusiva” firmada con el “pool” de consumidores. En marzo del 2006, Colbún y *AESGener* informaron que no participarán del “grupo de consumidores” del proyecto.

En agosto del 2006, el gobierno informó que espera iniciar a fines del 2006 la construcción del complejo. Un portavoz de la ENAP dijo que los trabajos de ingeniería en el terreno que ocupará están avanzando. Se espera que el complejo energético, que comprende un muelle de descarga, dos estanques de almacenamiento y una planta de regasificación de GNL, empiece a operar en una primera etapa en el 2008, un año antes de lo previsto originalmente. El BG Group ha dicho que el gas que suministrará a la planta ubicada en la bahía de Quintero, será traído en barcos desde Nigeria o Guinea.

⁹ Principal grupo empresarial en el Perú. Específicamente, la asociación se da entre la ENAP y la empresa Romero *Trading*, ligada a este Grupo Romero.

IV. La gestión de la industria en México

México fue el quinto productor de petróleo crudo a nivel mundial en el 2005, luego de Arabia Saudita, Rusia, Estados Unidos e Irán, con el 4.8% de la producción mundial. En cuanto a reservas de petróleo, México ocupó la posición 15 con el 1,1% de las reservas probadas a nivel mundial (*British Petroleum (BP), Statistical review of world energy 2006*, London 2006, pp. 4 y 6).

En una situación intermedia se ubica su capacidad de refinación con el 1.7% de la mundial, ubicándose también en la posición 15 a nivel internacional. (*British Petroleum, op.cit.*, pp. 16, 20 y 22).

México es el segundo país de América Latina en importancia en reservas de petróleo, después de Venezuela. Sus reservas probadas ascienden a 11.800 MMB (diciembre del 2005). Las reservas de México han venido declinando en los últimos años puesto que, de un lado, ahora se contabilizan de acuerdo a la metodología más exigente de la *Securities Exchange Commission* de Estados Unidos y, de otro, a la declinación del campo Cantarell. Cabe mencionar, que gran parte de estas reservas se componen de crudo pesado con una gravedad menor a los 25° API. Así, el ratio reservas/producción ha caído de 20 años en el 2002 a 10 años en el 2005 (*Energy Information Administration* del Departamento de Energía de Estados Unidos, www.eia.doe.gov). Asimismo, la mayor parte de ésta se encuentra costa fuera (*offshore*) en el sur del país.

La producción de petróleo y gas en México solo puede ser realizada por PEMEX, de acuerdo a la Constitución. Ésta no cuenta con los fondos

suficientes para inversión en exploración y desarrollo de la producción debido a la pesada carga fiscal que le impone el gobierno. Esto ha motivado quejas de PEMEX y del Ministerio de Energía.

A. Marco legal y regulatorio

El Artículo 27 de la Constitución de 1917 establece el monopolio de PEMEX en los rubros de exploración, explotación, refinación, almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de petróleo crudo y sus derivados. Esta disposición constitucional no se ha modificado. Sólo se han producido cambios importantes en lo que se refiere al gas natural, pues ahora se permite la participación de empresas privadas en el transporte y la distribución, así como en la explotación de gas natural.

La Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) es la encargada de establecer y revisar los precios y tarifas de los bienes y servicios de la administración pública federal, o bien, las bases para fijarlos, tomando en cuenta la opinión de la Secretaría de Economía y con la participación de las dependencias que correspondan (Artículo 31, Fracción X de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal). Asimismo, la SHCP publica mensualmente los precios al público.

Según la Ley Federal de las Entidades Paraestatales (Artículo 26 del Reglamento), los precios y tarifas de los bienes y servicios producidos por las entidades se fijan conforme a criterios de eficiencia económica y saneamiento financiero. En lo que concierne a las gasolinas y otros derivados del petróleo, se establece que “los precios y tarifas de los bienes y servicios susceptibles de comercializarse internacionalmente, se fijarán considerando los prevalecientes en el mercado internacional”. Asimismo, “los precios y tarifas de los bienes y servicios que no sean susceptibles de comercializarse en el mercado internacional se fijarán considerando el costo de producción que se derive de una valuación de los insumos a su costo real de oportunidad”.

PEMEX presenta una desfavorable relación fiscal con el Gobierno Federal Mexicano. La empresa esta obligada a entregar el 60,8% de sus ingresos al gobierno, lo que constituye cerca del 33% del ingreso fiscal total del gobierno. Esto reduce la capacidad de PEMEX para hacer frente a sus planes de inversión y desarrollo. Además, la empresa no tiene capacidad legal para decidir el presupuesto de PEMEX, puesto que la legislación vigente establece que éste debe ser aprobado cada año por el Congreso.

Asimismo, en los periodos en que se reducen los ingresos por ventas de PEMEX y el gobierno debe hacer frente al déficit, este último está en la capacidad de tomar la decisión de cortar los gastos de exploración y producción de la empresa estatal, con el objeto de cubrir dicho déficit.

Esto ha obligado a PEMEX a recurrir a un sistema denominado PIDIREGAS (Proyectos de Infraestructura Diferidos en el Registro del Gasto) para financiar sus proyectos de infraestructura. Este sistema permite a la empresa no registrar su inversión como deuda, la cual está prohibida por la legislación mexicana.

En diciembre del 2005, se produjo una reforma fiscal para PEMEX, basada en la modificación de la Ley de Derechos, lo que la posibilita a realizar mayores inversiones (se estima que la empresa recibiría 2 300 millones de dólares adicionales en el 2006). A mediados del 2006, ésta ha sido calificada por los especialistas como positiva para la viabilidad de PEMEX, pero insuficiente.

B. Estilo de gestión

PEMEX se divide en cuatro subsidiarias que operan en el subsector: (i) PEMEX Exploración y Producción, (ii) PEMEX Refinación, (iii) PEMEX Gas y Petroquímica Básica y (iv) PEMEX Petroquímica. Se cuenta, además, con el apoyo de otras empresas: PMI Comercio Internacional, S.A. de C.V., las filiales petroquímicas (Camargo, Cangrejera, Cosoleacaque, Escolín, Morelos, Tula y Pajaritos), la Compañía Mexicana de Exploraciones, S.A. de C.V., Instalaciones Inmobiliarias para Industrias, S.A. de C.V., y III Servicios, S.A. de C.V. estas últimas encargadas de la prestación de servicios y de las actividades inmobiliarias de las diferentes empresas del conglomerado.

La actual estructura organizacional de PEMEX se estableció en julio de 1992, con la Ley Orgánica de PEMEX y Organismos Subsidiarios. Esta Ley no establece ningún cambio en lo relacionado al régimen petrolero establecido en la Constitución, pues tiene como objetivo la modernización de PEMEX.

Los objetivos de la modernización de PEMEX son: el incremento de la eficiencia y la productividad, el ahorro de energía, la satisfacción de las necesidades de consumo interno de derivados del petróleo y el aumento de las exportaciones, el mejoramiento de la calidad de los productos, la reducción de la contaminación ambiental relacionada con sus actividades y la promoción de la inversión privada en determinadas áreas de la industria petrolera.

PEMEX modificó su estructura organizacional a fin de agilizar y descentralizar sus operaciones. Con ese fin, sustituyó una estructura de gran magnitud, centralizada y por departamentos, por la actual diseñada en torno a cuatro líneas de negocios, coordinadas por un corporativo encargado de la conducción estratégica de la empresa.

Las cuatro empresas tienen un carácter técnico, industrial y comercial, con personería jurídica y patrimonio propios y son dirigidas y administradas por un Consejo de Administración, órgano superior de gobierno de la industria petrolera, sin perjuicio de la autonomía de las mismas (Art. 6).

El Consejo de Administración está conformado por 11 miembros: seis representantes del Estado -uno de los cuales será el Presidente del Consejo, designados por el Ejecutivo Federal y cinco representantes del Sindicato de Trabajadores de PEMEX.

Las cuatro empresas que actualmente conforman PEMEX son:

- a) **PEMEX - Exploración y Producción:** exploración y explotación del petróleo y el gas natural; su transporte, almacenamiento en terminales y comercialización.
- b) **PEMEX - Refinación:** procesos industriales de refinación; elaboración de productos petrolíferos y derivados del petróleo, que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas; almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de los productos y derivados mencionados.
- c) **PEMEX - Gas y Petroquímica Básica:** procesamiento del gas natural, líquido del gas natural y el gas artificial; almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de estos hidrocarburos, así como de derivados que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas.
- d) **PEMEX - Petroquímica:** procesos industriales petroquímicos cuyos productos no forman parte de la industria petroquímica básica, así como su almacenamiento, distribución y comercialización.

Según esta Ley, las actividades estratégicas de las tres primeras empresas mencionadas sólo podrán realizarse por dichos organismos.

Cada una de las subsidiarias tiene un director general, nombrado por el Presidente. La política de la empresa está a cargo de un consejo de administración de ocho miembros, de los cuales cuatro son nombrados por el Presidente, tres subdirectores de PEMEX y el Presidente del Consejo de Administración de PEMEX (del *holding*). Las subsidiarias determinan sus presupuestos, delimitan sus planes y llevan a cabo el transporte, almacenamiento y venta de sus productos. Cada una de ellas administra su personal, operaciones, inversiones y sus activos.

En el momento de la reorganización, la repartición de los activos se realizó de la siguiente manera:

- Consejo de Administración: 3,0%
- PEMEX - Exploración y producción 55%
- PEMEX - Refinación 20%
- PEMEX - Gas y petroquímica básica 12%
- PEMEX - Petroquímica 10%

Diversos analistas resaltan una serie de complicaciones de PEMEX de naturaleza administrativa y organizacional: “existen estructuras sobredimensionadas, excesivos niveles jerárquicos, dilución de responsabilidades, ausencia de criterios de evaluación del desempeño, administración poco innovadora, reducida alineación entre objetivos y desempeño, reacción retardada, elevada tolerancia al fracaso, irrelevancia estratégica y administrativa del Consejo de Administración, entre otros elementos.

Cuadro 16
PEMEX: EVOLUCIÓN DEL PERSONAL OCUPADO EN LA EMPRESA
(Número de plazas ocupadas)

Empresas	2000	2001	2002	2003	2004	2005
PEMEX Exploración y Producción	42 642	43 208	44 658	46 332	47 975	48 371
PEMEX Refinación	46 151	47 710	47 341	46 692	44 899	45 335
PEMEX Gas y Petroquímica Básica	11 579	11 716	11 977	12 104	11 923	12 018
PEMEX Petroquímica	14 837	14 578	14 360	14 203	13 895	13 939
Corporativo de PEMEX	5 043	5 121	6 207	6 272	6 441	6 687
Servicios Médicos	10 712	10 745	10 863	10 870	10 855	11 097
Telecomunicaciones	1 764	1 774	1 728	1 752	1 734	1 724
Total	132 728	134 852	137 134	138 225	137 722	139 171

Fuente: PEMEX

Además hay indefiniciones y atrasos en los marcos institucionales y regulatorios, problemas de dirección (nombramientos y permanencia de ejecutivos), en la estructura organizacional, en los sistemas de contabilidad, en las modalidades de sus compras, en la organización corporativa y la relación con su sindicato.¹⁰

La planilla de empleados y obreros de PEMEX asciende a 139.171 personas en el 2005, habiendo aumentado desde 132.728 personas en el año 2000, lo que representa un incremento de 4,9%. Los analistas afirman que PEMEX tiene que hacer esfuerzos por aumentar su productividad pues produce 24 barriles por trabajador, mientras que PDVSA de Venezuela —que tiene un tamaño similar— produce 43 barriles por trabajador.

¹⁰ “Política de empleo PEMEX-12004, Patricia del Hierro”, Página 10 y 11.

En PEMEX, existe un Programa de Transparencia y Combate a la Corrupción, que se enmarca dentro de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental, promulgada en el 2002 y cuyo propósito es transformar a la Administración Pública Federal en una organización moderna, orientada al servicio y cercana a las necesidades e intereses de la población.

La Coordinación del Programa de Transparencia y Combate a la Corrupción, involucra las siguientes actividades: Adquisiciones, Obras Públicas, Comercialización, Recursos Humanos, Ciclo Financiero y Estrategias.

La Coordinación del PTCC ha llevado a cabo Comisiones Consultivas con la participación de Cámaras y Asociaciones, así como Convenios de Colaboración con Cámaras, Asociaciones e Instituciones Educativas, Metodología de vanguardia en los siguientes aspectos

- Revisión de bases previas de Licitación.
- Generación de ahorros económicos.
- Código de conducta unificado.
- Mejoramiento en la percepción IPT
- Implantación de sistemas de información para el personal
- Implantación de sistemas de información para proveedores y acreedores
- Implantación de sistema de seguimiento a sancionados
- Homologación de mejores prácticas
- Simplificación normativa
- Conducción central

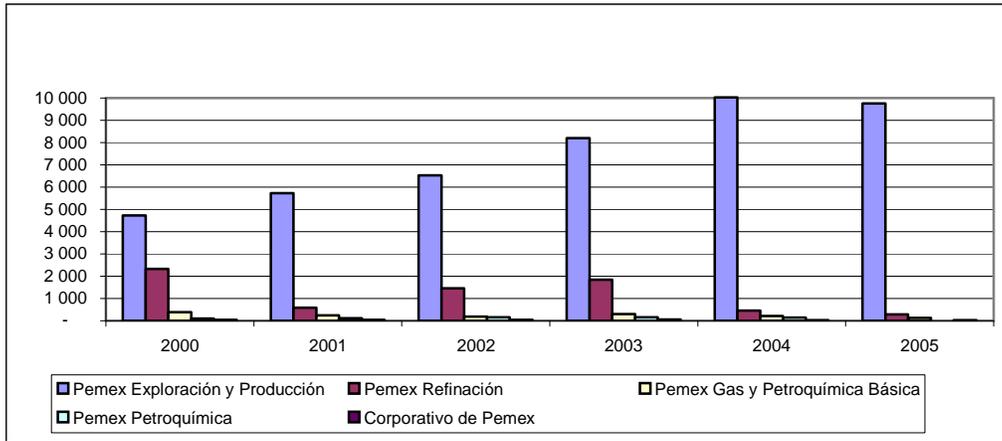
C. Inversión y fuentes de financiamiento

En el 2005, la inversión de total de PEMEX ascendió a 10.214 millones de dólares, cifra menor a la alcanzada en el 2003 y en el 2004, en que los montos fueron 10.541 millones de dólares y 10.890 millones de dólares, respectivamente. La mayor parte de los gastos de inversión se concentran en exploración y producción, que invirtió 9.693 millones de dólares en el 2005.

Si bien estos montos de inversión son altos en términos absolutos, son insuficientes para que la empresa pueda asumir la renovación requerida de sus reservas y sus activos petrolíferos. Lo que agrava la situación es que PEMEX no ha podido sustituir la producción del mega campo *Cantarell*, que ya se encuentra en su fase de declinación.

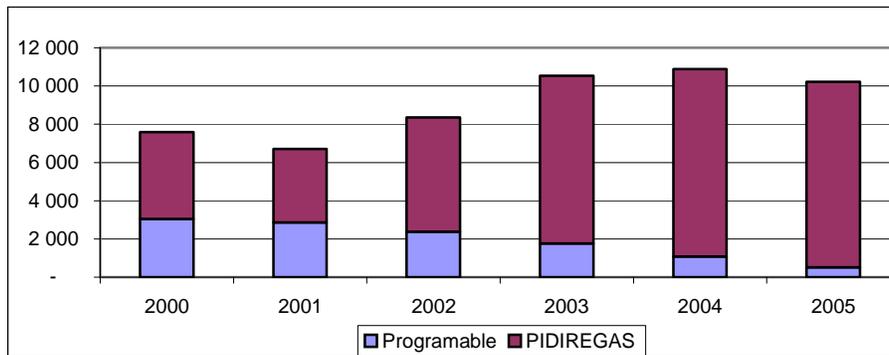
La causa de la escasez de recursos de inversión es la pesada carga fiscal que recae sobre PEMEX, lo que la está llevando a una grave crisis y la ha puesto al borde de la descapitalización, pues en el 2005 su patrimonio se volvió negativo en 2.470 millones de dólares.

Gráfico 9
PEMEX: INVERSIONES POR LÍNEA DE NEGOCIO
 (Millones de dólares)



Fuente: PEMEX

Gráfico 10
PEMEX: INVERSIONES POR TIPO DE FINANCIAMIENTO
 (Millones de dólares)

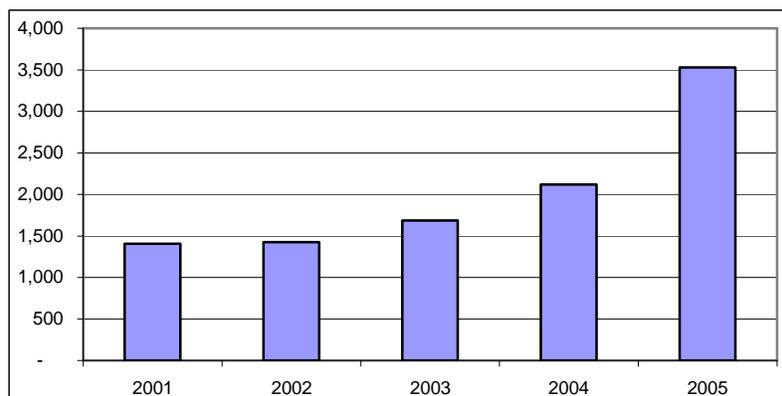


Fuente: PEMEX

Para tratar de remediar esta situación, ha tenido que recurrir al endeudamiento externo mediante el mecanismo de Pidiregas, el mismo que le permite endeudarse sin contravenir la ley mexicana.¹¹

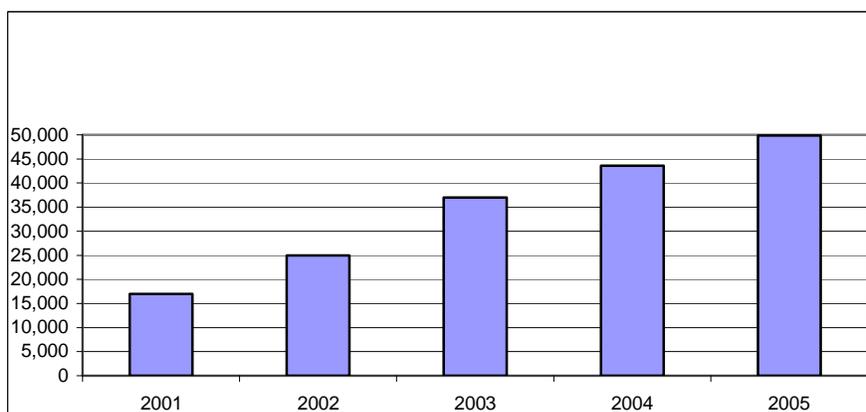
¹¹ El mecanismo PIDIREGAS opera de la siguiente manera. Los proyectos estratégicos de largo alcance que reúnen ciertos requisitos preestablecidos de redituabilidad y generación de recursos son licitados internacionalmente con la modalidad “llave en mano”, incluyendo en el costo el financiamiento requerido durante la etapa de la construcción. A la recepción satisfactoria de las instalaciones se cubre al proveedor el precio acordado, con recursos que a su vez PEMEX contrata en los mercados financieros internacionales con la garantía específica de las instalaciones recibidas a satisfacción. El atributo de financiamiento extra presupuestario emana de que en sus pasivos PEMEX sólo registra los tramos aún no utilizados del crédito y los vencimientos que deban cubrirse en el período en curso, en tanto que los adeudos correspondientes al crédito utilizado son registrados fuera del presupuesto ordinario como cuentas de orden.

Gráfico 11
PEMEX: MONTO DE PAGO ANUAL POR CONCEPTO DE DEUDA
 (Millones de dólares)



Fuente: PEMEX

Gráfico 12
PEMEX: DEUDA TOTAL CONSOLIDADA
 (Millones de dólares)



Fuente: Informes anuales 2002-2005.

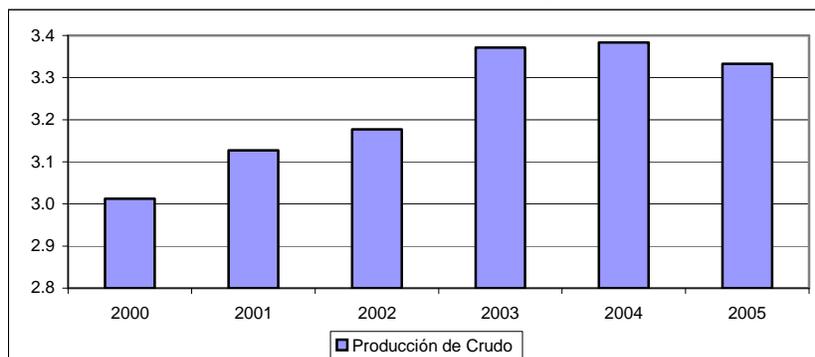
La importancia de este mecanismo ha aumentando fuertemente en los últimos años. En el 2005 el porcentaje de financiamiento de Pídiregas del total de la inversión fue el 95% del total. Sin embargo, su aplicación no es sostenible para la empresa, pues ha hecho que sus pasivos de largo plazo aumenten, de 21.000 millones de dólares en 1998 a más de 61.000 millones de dólares el 2003, llegando a 85.000 millones de dólares a fines del 2005.¹²

El desagregado de las fuentes de financiamiento en el 2005, para la inversión total de 10.100 millones de dólares, provino del capital internacional en 2.600 millones de dólares, del mercado de capitales mexicano 3.800 millones de dólares, de préstamos bancarios 2.100 millones de dólares y a través de agencias de crédito a la exportación por 1.600 millones de dólares.

¹² “Al cierre de junio del 2006, PEMEX, la petrolera más grande de América Latina, reportó activos totales por un billón 114.000 millones de pesos, lo que fue rebasado por el renglón de pasivo total, el cual ascendió a un billón 124.000 millones de pesos”. (El Economista, 4 de agosto del 2006).

Así, la deuda total de PEMEX casi se ha triplicado, pues pasó de 17.000 millones de dólares en el 2001 a 49.900 millones de dólares en el 2005. Cabe mencionar, que la deuda de largo plazo abarca en promedio el 95% de la deuda total, mientras que el restante está compuesto por deuda de corto plazo a ser pagada en un plazo menor a 12 meses.

Gráfico 13
PEMEX, MÉXICO: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO
(Millones de barriles diarios)



Fuente: PEMEX

La deuda total está compuesta de deuda documentada de Petróleos Mexicanos y de los vehículos financieros PEMEX *Project Funding Master Trust*, el Fideicomiso F/163, *RepConLux S.A.* y PEMEX *Finance Ltd.*; adicionalmente, se incluyen algunos contratistas que, por rigurosidad de las pautas financieras, también forman parte de la deuda total de PEMEX.

D. Producción y comercio internacional

La producción de petróleo en el 2005 ascendió a 3.3 (millones de barriles diarios (mmbd)), ocupando el primer lugar en América Latina, mientras que su consumo absorbió 1,5 mmbd. Para ese mismo año, se exportó 1,8 mmbd, de los cuales el 90% tuvo como destino el mercado de Estados Unidos. Asimismo, durante el 2005, México representó la segunda fuente de suministro en las importaciones de petróleo de Estados Unidos.

En el 2005 la actividad hidrocarburífera de PEMEX operó en un contexto de 357 campos en producción, 5.682 pozos en explotación y 193 plataformas marinas. Con lo cual se produjeron 3,3 millones de barriles diarios. Dicha cantidad representa una leve disminución respecto a los dos años previos.¹³

Cuadro 17
PEMEX, MÉXICO: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE REFINADOS
(Millones de barriles diarios)

Rubros	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Producción	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6
Exportación	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
Importación	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,4
Venta Interna	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,8

Fuente: PEMEX Anuario estadístico 2006.

¹³ En diciembre de 2005, PEMEX inició la perforación del pozo Noxal-1. Este es el pozo con mayor tirante de agua que se ha perforado en México, con 935 metros. La importancia de este pozo radica en identificar una nueva región productiva, con alto potencial, en el Golfo de México profundo.

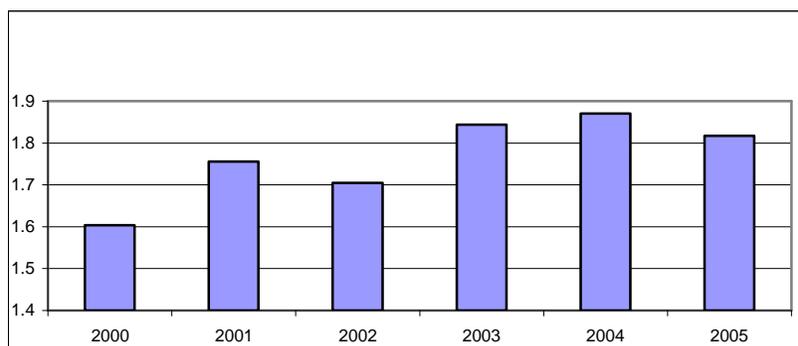
PEMEX tiene como uno de sus principales objetivos el abastecimiento de productos refinados de alta calidad, con bajo contenido de azufre. En el 2005, se refinaron 1,3 mmbd lo que representa una disminución de 1% respecto al 2004, debido, principalmente, del aumento considerable de mantenimientos de ductos y plantas por la instrumentación del Programa Emergente de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SSPA¹⁴). En ese año, se obtuvo 1,6 mmbd de productos refinados (2% menor al año anterior).

De su lado, el movimiento comercial de productos refinados, a través de PEMEX PMI Comercio Internacional, permite a PEMEX cumplir con su objetivo de abastecimiento al mercado interno. Así, ante la ligera disminución de producción de refinados en el 2005, se importaron 0.4 mmbd y se exportó 0.2 mmbd, contando con volúmenes adicionales para el mercado interno; con lo que las ventas internas se incrementaron en 3% en el 2005. Cabe resaltar, que todas estas operaciones comerciales, van acompañadas de actividades de logística y acumulación de inventarios.

PEMEX exporta casi el 50% del crudo que produce internamente. Asimismo, se ve obligado a importar una determinada cantidad de productos derivados del petróleo. Ambos hechos se deben a la insuficiente capacidad de refinación que posee el país. Según PEMEX, seis refinerías necesitan ser repotenciadas.

Uno de los problemas centrales de México es que, a pesar de la importancia de sus reservas probadas, PEMEX no puede llevar a cabo las inversiones necesarias, en magnitud suficiente, para encontrar nuevas reservas que le permitan sostener la producción en los próximos años. Por tanto, técnicos de PEMEX, así como expertos petroleros,¹⁵ afirma que el agotamiento de las reservas probadas podría llegar tan temprano como en el 2014.

Gráfico 14
PEMEX, MÉXICO: EVOLUCIÓN DE LAS EXPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO
(Millones de barriles diarios)



Fuente: PEMEX.

¹⁴ “El Programa Emergente de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SSPA), constituye un proceso de evolución y mejora continua que incorporó los avances, herramientas y mejores prácticas de los sistemas vigentes hasta ese momento (PROSSPA y SIASPA). Mediante este programa, en una primera etapa se identificaron y pusieron en práctica acciones dirigidas a contener el número y la gravedad de los accidentes personales e industriales en PEMEX” (PEMEX, Informa Anual 2005)

¹⁵ “En el caso del crudo es obvio que la política de mantener la actual tendencia creciente en cuanto a los niveles de producción y de 0% en la reposición de las reservas probadas nos conduciría a una situación de total agotamiento del recurso hacia el año 2014, mientras que si tenemos un nivel de reposición del 25% este se produciría en el 2017. Sólo si el nivel de reposición de las reservas es del 50% garantizaríamos la disponibilidad del recurso hasta el 2020. Sin embargo, en todos los casos la situación se tornaría dramática, ya que las reservas de crudo apenas alcanzarían para cubrir las necesidades de la demanda interna y externa para poco más de dos sexenios de gobierno Germán Alarco Tosoni (2005): Relaciones intersectoriales y la macroeconomía de los hidrocarburos en México, Secretaría de Energía, Subsecretaría de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico, p. 15.

En el 2005 la inversión en exploración de nuevas reservas fue de 1.215 millones de dólares. Se perforaron 74 pozos exploratorios,¹⁶ lo que permitió restituir sólo el 26% de las reservas probadas que fueron extraídas en ese año. Este bajo nivel de inversión en exploración por parte de PEMEX tiene su origen en la política fiscal del gobierno, lo que se verá más adelante.

E. Régimen fiscal

Los impuestos que el Estado mexicano impone a PEMEX, lo convierten en la principal fuente de financiamiento del presupuesto federal. Solo en el 2004, el Estado recibió de PEMEX 56.700 millones de dólares. De 1999 al 2004, el 32% de los ingresos presupuestarios provienen de PEMEX. Por esa razón, desde 1999, la empresa no arroja utilidades, sino pérdidas de 2.000 a 3.000 millones de dólares anuales, lo cual difiere completamente del régimen establecido para otras empresas estatales de ese país.

Recuadro 1

RÉGIMEN TRIBUTARIO DE PEMEX

La legislación mexicana establece un régimen tributario especial para la empresa estatal PEMEX y sus principales organismos y compañías subsidiarias. El régimen tributario de PEMEX no es como el de otras empresas estatales, es decir, que paga un impuesto a la renta sobre sus utilidades. El Estado ha establecido que, por concepto de derechos de extracción (y otros), PEMEX debe pagar el 60,8% de sus ingresos totales. Los componentes de este régimen tributario son:

Los derechos sobre extracción de petróleo se calculan aplicando una tasa del 52,3% sobre los flujos de efectivo de la diferencia entre las ventas de petróleo crudo y los costos y gastos de extracción.

Se calculan derechos extraordinarios y adicionales sobre extracción de petróleo usando una tasa del 25,5% y 1,1%, respectivamente, sobre la misma base.

El impuesto a los rendimientos petroleros, cuya tasa es del 35%, es equivalente al Impuesto sobre la renta al que son sujetas las compañías mexicanas, excepto Petróleos Mexicanos y los Organismos Subsidiarios

En suma todos los impuestos y derechos mencionados anteriormente equivalen al 60.8% del total de las ventas a terceros. Adicionalmente, PEMEX paga el Aprovechamiento sobre Rendimientos Excedentes (ARE), correspondiente al 39,2% del ingreso por exportaciones de crudo por arriba del precio presupuestado por el Gobierno Mexicano, que fue de 23,0 dólares por barril en 2005. El ARE ascendió a en el 2005 a Ps. 56.4 miles de millones; mientras que en 2004 pagó Ps. 35,6 miles de millones y el precio presupuestado fue de 20.0 dólares por barril.

A fines del 2005 se estableció un cambio a la legislación tributaria (llamado el Nuevo Régimen Fiscal), el mismo que entró en vigencia en el 2006. Se establece que el 50% del ARE generado a partir de 27,0 dólares por barril sea destinado a gasto de inversión de PEMEX en exploración, producción y refinación, gas y petroquímica. Asimismo, se estableció que el restante 50% se destine a programas y proyectos de inversión en infraestructura y equipamiento de las entidades federativas.

Si bien este nuevo régimen contribuye a mejorar el presupuesto de inversiones de PEMEX en la cifra de 2.900 millones de dólares, se considera que es insuficiente para atender las necesidades de la empresa.

Fuente: Campodónico (2004)

En efecto, PEMEX no paga impuesto a la renta sobre sus utilidades, sino “impuestos por derechos de extracción de petróleo” y otros impuestos adicionales. En total, la carga tributaria de PEMEX asciende al 60.8% del total de sus ventas. Eso es lo que explica que si bien la empresa tiene enormes utilidades operativas — 40.000 millones de dólares en el 2004— tuvo pérdidas por 1.250 millones de dólares ese año.

¹⁶ De su lado, en ese mismo año, se perforaron 668 pozos de desarrollo, con lo cual se llegó a un máximo histórico de 742 pozos perforados.

Cuadro 18
MÉXICO: EVOLUCIÓN DE LOS INGRESOS FISCALES
(Millones de dólares, a julio de 2006)

Conceptos	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006*
Ingreso fiscal total	125,6	136,1	143,6	148,4	157,2	178,9	123,2
Ingresos Petroleros	41,6	41,4	42,4	49,5	56,7	66,7	44,6
Participación	33,1	30,4	29,5	33,4	36,1	37,3	36,2

Fuente: Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

F. Finanzas

Los resultados financieros de PEMEX muestran que la utilidad operativa (resultado antes de impuestos y derechos), mantiene valores positivos y de márgenes elevados. Dicho valor, ha venido ascendiendo desde 29.010 millones de d en el 2000 hasta 46.477 millones de dólares en el 2005. En este último año, se contó con un incremento de 14% respecto al año anterior.

Los márgenes de utilidad operativa contrastan con los resultados negativos de la utilidad neta. Si bien, el primer rubro se explica básicamente por los altos y ascendentes ingresos que viene obteniendo PEMEX.

En el segundo rubro, los resultados negativos se explica por los impuestos y contribuciones que PEMEX debe transferir al fisco, como ser los derechos sobre extracción de petróleo, impuesto a los rendimientos petroleros e impuesto especial sobre producción y servicios (IEPS), entre otros. La suma de todos los impuestos y derechos representaron aproximadamente 60,8 % del total de las ventas a terceros.

Cuadro 19
EVOLUCIÓN DE LAS FINANZAS DE PEMEX
(Millones de dólares)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Ingresos	49 568	47 744	49 842	57 993	68 570	85 279
Gastos	20 392	22 185	21 214	23 910	28 221	39 478
Utilidad operativa	29 010	24 734	27 238	31 507	40 712	46 477
Impuestos	31 097	28 246	30 395	35 462	42 044	53 321
Utilidad neta	-2 086	-3 655	-3 157	-3 769	-2 260	-7 005

Fuente: Anuario Estadístico 2006.

Esta problemática de PEMEX, se debe a la falta de independencia en la gestión de PEMEX y al sistema tributario nacional. Una de las consecuencias de contar con altos niveles de pérdidas acumuladas es que ahora PEMEX cuenta con un patrimonio negativo que al final de 2005 llegó a ser de menos 2.514 millones de dólares.

G. Internacionalización

Si bien PEMEX posee abundantes reservas de petróleo no ha llevado a cabo una política de expansión internacional. Esto es una diferencia sustancial con lo sucedido con PDVSA, que también tiene reservas abundantes y con PETROBRAS, empresa que no posee reservas de la misma magnitud.

V. La gestión de la industria en Venezuela

Venezuela fue el octavo productor de petróleo crudo a nivel mundial en el 2005, luego de Arabia Saudita, Rusia, Estados Unidos, Irán, México, Canadá y China con el 4.0% de la producción mundial. En cuanto a reservas de petróleo, Venezuela ocupó una importante sexta posición, con el 6,6% de las reservas probadas a nivel mundial.¹⁷ Su capacidad de refinación se ubica en una situación intermedia con el 1,6% de la capacidad mundial lo que le da la posición 17 a nivel internacional.¹⁸

Venezuela es el primer país de América Latina en importancia de reservas de petróleo con 79.000 mmb (diciembre del 2005). Venezuela posee, además, importantes reservas de petróleo pesado y extra pesado no contabilizados en la Faja del Orinoco, que ascienden a 270 000 mmb.

La actividad petrolera en Venezuela se desarrolla bajo cuatro modalidades: la producción propia de la estatal PDVSA, los Convenios Operativos de PDVSA con empresas privadas, las Asociaciones Estratégicas de PDVSA con empresas privadas en la Faja del Orinoco y los contratos de riesgo compartido (que recién están en la fase de exploración). La producción propia de PDVSA es mayoritaria, mientras que los Convenios Operativos y las Asociaciones Estratégicas empezaron a inicios de los años noventa.

En los últimos años, en Venezuela se han llevado a cabo importantes cambios en la legislación petrolera, los que se han plasmado,

¹⁷ British Petroleum (BP), Statistical review of world energy 2006, London 2006, pp. 4 y 6.

¹⁸ British petroleum, Op.Cit., pp. 16, 20 y 22.

principalmente, en la Ley Orgánica de Hidrocarburos del 2002 y en la Reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos de mayo del 2006. Estos cambios (que se analizan más adelante) difieren radicalmente de la reforma petrolera seguida por muchos países de América Latina en los años noventa, que se orientó a la apertura, liberalización y desregulación del sector hidrocarburos con el objetivo de atraer a la inversión extranjera otorgándole mayores incentivos.

A. Marco legal y regulatorio

Los aspectos normativos del “*upstream*” del país se encuentran enmarcados en la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela. En el Título VI del Sistema Económico en conformidad con el Capítulo I, Art. 302 se establece que el Estado se reserva, mediante ley orgánica respectiva “por razones de conveniencia nacional” la actividad petrolera y otras industrias, explotaciones, servicios y bienes de interés público y de carácter estratégico, asimismo en el Art. 303 expone: “Por razones de soberanía económica, política y de estrategia nacional, el Estado conservará la totalidad de las acciones de Petróleos de Venezuela, S.A.”

En enero del 2002 entró en vigencia una nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH, Decreto 1510), que deroga y reemplaza todos los dispositivos legales anteriores. Los principales cambios introducidos por la nueva LOH son los siguientes:

- La LOH modifica la participación del Estado en las actividades llamadas primarias (exploración, extracción, recolección, transporte y almacenamiento iniciales). Anteriormente, la participación alcanzaba un máximo de 35%. Ahora (Art. 9), el Estado se reserva una participación superior al 50% en las empresas mixtas que se dediquen a actividades de exploración, extracción, transporte y almacenamiento del crudo.
- La LOH fija un incremento de las regalías petroleras (Art. 44). Antes era de 16,66%, ahora, la regalía aumenta al 30%. Sin embargo, en caso de que se demuestre que los yacimientos —maduros o de petróleo extrapesado de la Faja del Orinoco, de bajo valor comercial— no sean económicamente explotables, la regalía puede rebajarse hasta el 20%. En el caso de bitúmenes de la Faja del Orinoco, la regalía puede ser rebajada hasta el 16,66%.
- De otro lado, se bajó el impuesto sobre la renta de 67% a 50%.
- En la LOH se tipifican los siguientes impuestos (Art. 48): (i) impuesto superficial, (ii) impuesto de consumo propio, e (iii) impuesto de consumo general. El primero consiste en cien unidades tributarias por cada Km² o fracción de extensión y se establece un aumento de 5% anual. El impuesto de consumo propio prevé el pago de 10% por cada metro cúbico de productos derivados producidos y consumidos, calculado sobre el precio de venta al consumidor final. El impuesto al consumo general establece que por cada litro de producto derivado de los hidrocarburos vendido en el mercado interno será entre 30% y 50% del precio pagado.
- En lo que se refiere a las actividades de industrialización de los hidrocarburos naturales (la destilación, purificación y transformación), la LOH (Art. 50) establece que estas actividades podrán ser llevadas a cabo directamente por el Estado, por empresas de su exclusiva propiedad, por empresas mixtas con participación estatal en cualquier proporción, y por empresas privadas.
- Con respecto a la comercialización, la LOH establece (Art. 60) que las actividades de suministro, almacenamiento, transporte, distribución y expendio de los derivados de los hidrocarburos constituyen un servicio público. Por ese motivo, el Ejecutivo Nacional, por intermedio del Ministerio de Energía y Minas, fijará los precios de los productos derivados de

los hidrocarburos y adoptará medidas para garantizar el suministro, la eficiencia del servicio y evitar su interrupción.

Mediante Decreto N° 1.478 del 4 de octubre de 2001 se reformó el Fondo de Inversión para la Estabilización Macroeconómica. Se establece que, durante los ejercicios fiscales correspondientes a los años del 2003 al 2007, ambos inclusive, se transferirá al Fondo de Inversión para la Estabilización Macroeconómica en el año 2003, el seis por ciento (6%) del ingreso fiscal petrolero. El referido porcentaje se incrementará anual y progresivamente en una proporción constante de 1% hasta alcanzar en el año 2007 el 10%.

1. La reforma de la ley orgánica de hidrocarburos

En el 2005 el gobierno venezolano declaró ilegales los 32 convenios operativos firmados entre 1990 y 1997 y propuso una nueva legislación. En mayo del 2006, la Asamblea Nacional aprobó la Ley de Reforma Parcial del Decreto N° 1.510 con Fuerza de Ley Orgánica, que regirá para el funcionamiento de las “compañías mixtas”.

Esta reforma está diseñada para llevar a cabo la migración de convenios operativos a “compañías mixtas”, donde el Estado tendrá más del 50% del capital social (Art. 22). En los Art. 24 y 25 se especifica que las empresas privadas que se asocien con el Estado pueden ser empresas operadoras (su participación puede llegar a un máximo de 49%).¹⁹

También se establecen reformas en relación a una mayor recaudación fiscal proveniente del sector petrolero. En el Art. 44 se establece la uniformidad del pago de una regalía equivalente al 30% del volumen de los hidrocarburos extraídos, el que se puede pagar en volumen o en dinero (Art. 45).

También se creó el Impuesto a la Extracción, equivalente al 33,33% del valor de los hidrocarburos líquidos extraídos del yacimiento (Art. 48). El pago de la regalía de 30% podrá ser deducido de este Impuesto a la Extracción.²⁰

También se creó el Impuesto de Registro de Exportación (Art. 48), que será el 0.1% del valor de todo hidrocarburo exportado, el mismo que se calcula sobre el precio al que se venda al comprador de dichos hidrocarburo.

2. La reforma del impuesto sobre la renta petrolera

La Asamblea Nacional, en Agosto del 2006, aprobó uniformizar el Impuesto sobre la Renta (ISLR) en una tasa (tarifa) de 50%. Esta modificación implica que las asociaciones estratégicas de la Faja del Orinoco, que pagaban una tasa del 34%, deberán pagar el 50% a partir del 2007. Para ello se modificaron los artículos 11 y 57 y se derogó el artículo 56, sobre rebajas.

3. La migración de las asociaciones estratégicas a empresas mixtas

El viceministro de Energía y Petróleo, Bernard Mommer ha anunciado que el gobierno ha planteado que en el año 2006 se prevé que las asociaciones estratégicas de la Faja Petrolífera del Orinoco migren a empresas mixtas. El viceministro ha dicho que la medida busca uniformar el régimen fiscal para todas las asociaciones que exploten crudo en el país y dijo que ya Pdvsa inició el proceso en el cual el Estado tendrá mayoría accionaria —51% como mínimo— en la Faja del Orinoco.

¹⁹ De las 32 (compañías), se ha llegado a acuerdos con 30. Sólo dos empresas europeas Eni SpA (Italia) y Total (Francia), rechazaron la formación de “compañías mixtas”.

²⁰ “Al calcular el Impuesto de Extracción, el contribuyente tiene el derecho a deducir lo que hubiese pagado por regalía, inclusive la regalía adicional que esté pagando como ventaja especial” (Art. 48).

B. Estilo de gestión

Hasta diciembre de 1997, PDVSA conducía sus operaciones dentro de Venezuela, a través de tres subsidiarias operativas: (i) Corpoven, S.A., (ii) Lagoven, S.A. y (iii) Maraven, S.A. A partir de ese año PDVSA establece una nueva estructura operativa basada en unidades de negocios y comienza un proceso de transformación de sus operaciones, planteándose aumentar su productividad, modernizar su gestión y asegurar su retorno de capital.

Este proceso implicó dos hechos principales:

- La fusión de Lagoven, S.A., Maraven, S.A. y Corpoven, S.A., en una nueva compañía PDVSA Petróleo y Gas, S.A. (“PDVSA P&G”), en enero de 1998.
- En Mayo del 2001, PDVSA Petróleo y Gas (“PDVSA P&G”) empezó un proceso de escisión de activos que llevó a la existencia de dos empresas: PDVSA Petróleo y PDVSA Gas. La primera tiene a su cargo las operaciones petroleras y de gas asociado de petróleo, mientras que la segunda tiene a su cargo los activos de gas no asociado. El proceso acabó a fines del 2001.

La estructura organizacional de PDVSA Petróleo establece sus operaciones en dos formas de administración de negocio, una nacional y la otra internacional. Asimismo, PDVSA Petróleo viene realizando ajustes internos en su organización para fortalecer el control de sus operaciones, sobre la base un modelo corporativo alineando su estructura operativa con las estrategias de largo plazo de la sociedad. Estos consisten principalmente en la adopción de un nuevo marco de la estructura operativa que incremente el compromiso de los directores en las actividades y al mismo tiempo fortalezca la independencia operativa de PDVSA Petróleo.

En la esfera internacional, el *Holding* Petróleos de Venezuela conduce en Estados Unidos operaciones de refinación de crudo, a través de su subsidiaria *PDV Holding, Inc.*; mientras que en Europa lo hace a través de *PDV Europa B.V.* De otro lado, *PDVSA Finance* creada en 1998 es la principal vía financiera de PDVSA, por ejemplo para la emisión de deuda.

La República Bolivariana de Venezuela es el único dueño de la empresa denominada Petróleos de Venezuela. A través del Ministerio de Energía y Petróleo establece la política energética nacional, regula y supervisa las operaciones de PDVSA Petróleo y PDVSA Gas. El presidente de Venezuela nombra al presidente de Petróleos de Venezuela y a los miembros de su directorio, mediante decreto. A pesar que desde noviembre del 2004, el Ministro de Energía y Petróleo es también es el presidente de Petróleos de Venezuela, las obligaciones de éstas y sus subsidiarias, legalmente no son obligaciones que recaigan sobre el gobierno de Venezuela.

Entre las principales empresas filiales de PDVSA destacan las siguientes:

- Corporación Venezolana de Petróleo (CVP): Esta filial dirige y administra todo lo concerniente a los negocios que PDVSA realiza con empresas petroleras de capital nacional o extranjero. Esta empresa está encargada de maximizar el valor de los hidrocarburos para el Estado venezolano, mediante una eficiente y eficaz administración y control de los negocios con participación de terceros, asegurando una apropiada vinculación de los beneficios con el bienestar colectivo, a través del desarrollo sustentable.
- Palmaven: A través de esta filial, PDVSA lleva adelante acciones para impulsar el desarrollo de las políticas sociales, promoviendo la participación activa y protagónica de las comunidades, en sintonía con las líneas dictadas por el Estado venezolano y según establecen los valores y principios contenidos en la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela.

- Deltaven: Filial encargada de mercadear los productos y servicios asociados a la marca PDV, que satisface el mercado interno de combustibles, lubricantes, asfaltos, solventes, grasas y otros derivados de los hidrocarburos. Deltaven realiza sus actividades mediante una red de distribución y de negocio de alto valor agregado, gerenciada con criterios de excelencia que aseguran la preferencia de los consumidores y el máximo rendimiento de su accionista.
- PDVSA Gas: El negocio del gas, que representa una importante oportunidad de crecimiento para la industria nacional, es atendido por esta filial de Petróleos de Venezuela, S.A. Esta empresa se encarga de todo lo concerniente a la comercialización de los hidrocarburos gaseosos en el mercado nacional e internacional.
- PDV Marina: El transporte y la distribución marítima de los hidrocarburos y sus productos derivados es tarea de esta filial de PDVSA, que cumple con las demandas de productos de los clientes internacionales de PDVSA.
- Intevep: La investigación científica y los avances tecnológicos, son fundamentales para garantizar la continuidad operativa y el crecimiento permanente de PDVSA. Gracias a esta filial, la Corporación cuenta con un brazo tecnocientífico dedicado al desarrollo y aplicación de nuevas tecnologías requeridas por la industria petrolera para beneficio de cada uno de los venezolanos y venezolanas.

Hasta antes de las reformas al sector, Petróleos de Venezuela venía operando como institución independiente desde su formación. Sin embargo, los cambios legales sobre el sector petrolero ha impuesto fuertes compromisos a PDVSA, haciéndola dependiente del gobierno, lo que tiene implicancias en su capacidad de ahorro e indirectamente su actividad comercial. Además, que se ha creado cierto grado de incertidumbre sobre la discrecionalidad que el gobierno ejerce sobre la empresa.

1. Plan siembra petrolera 2005-2030

El Plan Siembra consiste en directrices de la política energética en Venezuela hasta el año 2030. Esta comprende seis grandes proyectos de desarrollo y consta de dos etapas: (i) entre el 2005-2012 con inversiones estimadas en 56.000 millones de dólares, y (ii) entre 2012 y 2030.

Asimismo, el Plan de Negocios 2006–2012, establece que la producción de crudo aumentará desde 3.2 mmbd en el 2005 a 5.8 mmbd en el 2012. En esta etapa, a la que también se le ha denominado como la “nueva PDVSA”, se establecen diferencias respecto a su administración anterior, entre los que figura el fortalecimiento de la OPEP, la subordinación de la empresa ante el Estado y su rol como vehículo para transformación social.

Los Proyectos del Plan Siembra Petrolera son:

- Proyecto Magna Reserva: Cuantificación y certificación de las reservas existentes en la Faja Petrolífera del Orinoco. Venezuela tiene, sin contabilizar la Faja Petrolífera del Orinoco, 80.000 millones de barriles de petróleo, mientras que en la zona señalada se calcula que hay 235.000 millones de barriles adicionales.
- Proyecto Orinoco: Desarrollo y aprovechamiento de los hidrocarburos de la Faja del Orinoco. Se han seleccionado 27 bloques que se explotarán con esfuerzo propio y terceras empresas. Se afirma que este proyecto es vital para la desconcentración poblacional y está atado a la realización de desarrollos de servicios y viviendas.
- Proyecto Delta-Caribe: Incorporación de este recurso a la oferta energética. Éste persigue el desarrollo del gas Costa Afuera en la Plataforma Deltana; al norte del estado Sucre (Proyectos Mariscal Sucre, Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho); y en las

inmediaciones del Golfo de Venezuela y la Península de Paraguaná (Proyecto Rafael Urdaneta).²¹

Cuadro 20
PLAN CORPORATIVO DE PDVSA 2006-2012

RUBROS	2005	2012	Diferencia
Reservas Probadas (mmb)	77 100	77 178	78
Producción Crudo (mmbd)	3,2	5,8	2,6
Refinación (mmbd)	3,1	4,1	0,9
Presupuesto Inversión (Millones de dólares)	6 732	8 067	1 335

Fuente: Planes Estratégicos de PDVSA 2006 – 2012

- **Refinación:** Aumento en 500 mbd de la capacidad de refinación. En este caso se plantea el mejoramiento de las instalaciones existentes (El Palito, Puerto La Cruz, y Centro Refinador Paraguaná) y la creación de nuevos centros refinadores: Cabruta (con capacidad para procesar 400 mil barriles diarios de crudos extrapesados), Batalla de Santa Inés (50 mil barriles diarios), y Caripito (50 mil barriles diarios de asfalto).
- **Infraestructura:** Para crudos, productos y gas se construirán más llenaderos, poliductos y estaciones de servicio para garantizar el suministro de combustibles en todo el territorio nacional.
- **Integración:** Se considera al petróleo es una herramienta para la integración de los pueblos del continente. Venezuela suplirá de forma directa volúmenes de crudo, gas y productos a la región a través de Petrocaribe y Petrosur.

Recuadro 2
LOS DISTRITOS SOCIALES DEL PLAN “SIEMBRA PETROLERA”

El Plan Siembra Petrolera también tiene un componente social llamado Distritos Sociales. Según PDVSA, éstos “cubren de manera directa a aquellas zonas en las que se efectúan actividades de exploración, explotación, procesamiento y distribución de petróleo, gas y sus derivados. Su objetivo principal es generar un desarrollo socioeconómico sustentable, que se refleje en la mejora de la calidad de vida de la población, a partir de la explotación y aprovechamiento de los hidrocarburos líquidos y gaseosos”.

Los negocios y filiales de PDVSA son los responsables de establecer con las comunidades de sus Distritos, los planes propios de desarrollo, en concordancia con los planes petroleros y gasíferos, y en línea con los entes y ministerios de la zona.

La ejecución de los planes es responsabilidad de cada gerente del Distrito Social Petrolero y Gasífero quienes los pueden ejecutar 100% con recursos propios, pero también lo pueden complementar con los servicios que se contraten con las Empresas de Producción Social, que por estatuto deben destinar 5% de sus ganancias a actividades sociales.

Según PDVSA, “cada negocio coordinará las actividades que se realicen en cada Distrito. Por ejemplo, la filial Corporación Venezolana del Petróleo velará por los que se adelanten en Costa Afuera, en la Faja Petrolífera del Orinoco y en las Empresas Mixtas, así como el Negocio de Exploración y Producción por las áreas operativas de Oriente, Occidente y Centro Sur, y el Negocio de Refinación por Puerto La Cruz, El Palito y Paraguaná”.

El financiamiento de los Distritos Sociales provendrá del 10% del presupuesto de inversión de “Siembra Petrolera”. Según PDVSA, “se prevé que, en su primera fase 2006–2012, este plan llevará a cabo inversiones por aproximadamente 56.000 millones de dólares, de los cuales aproximadamente 5.600 millones de dólares será lo mínimo que se destinará a estos proyectos. Las regiones no petroleras ni gasíferas serán atendidas por Palmaven, filial de PDVSA.

Fuente: Petróleos de Venezuela (PDVSA)

²¹ Hasta el momento son 13 compañías de 12 países, han adquirido el paquete de información, para participar en la concesión del proyecto Deltana – Caribe en la sede del Ministerio de Energía y Petróleo (MENPET): Shell, de Holanda; Petrobras, de Brasil; Teikoku y Mitsubishi, de Japón; Total, de Francia; Chevron, de Estados Unidos; Lukoil, de Rusia; Hocol, de Reino Unido; Eni, de Italia; ONGC, de India; Repsol YPF, de España; Statoil, de Noruega; y Vinccler Oil, de Canadá. Cada compañía canceló US\$ 350 mil. Petróleos de Venezuela (PDVSA) se reserva una participación opcional en cada uno de los bloques pertenecientes a ambas Áreas. En el Bloque A, de Blanquilla, la industria tendrá un 70%, mientras que en los tres bloques restantes de Blanquilla y Punta Pescador contará con un 35%. (Portal Oriente Venezolano, 23 de Agosto del 2006, <http://enorientec.com/content/view/3008/37/>).

C. La orientación social de PDVSA

Bajo el actual gobierno, se ha establecido que PDVSA no se dedicará únicamente a realizar las actividades productivas relacionadas con el negocio hidrocarburífero sino que también deberá cumplir un importante rol social y coadyuvar al desarrollo sostenible de la República Bolivariana de Venezuela. Esta orientación se basa en el Artículo 3ro. de la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela y en el Artículo 5to de la Ley Orgánica de Hidrocarburos del 2002.

Existen varios planes de desarrollo social que financia PDVSA mediante aportes propios. Este financiamiento ha venido creciendo en los últimos años y en el 2005 se destinaron a ese fin 4 800 millones de dólares. De acuerdo a las últimas cifras dadas a conocer por PDVSA, el aporte al desarrollo social efectuado de enero a julio del 2006 ascendió a 5.600 millones de dólares, lo que representa el 16,6% de los ingresos de la empresa en ese mismo período.

Los principales planes sociales son:

a) Fondo para el Desarrollo Económico y Social del País (Fondespa)

El Fondespa fue aprobado por la Asamblea General de Accionistas de PDVSA Petróleo en mayo de 2004 “para el cumplimiento de los principios de vinculación adecuada de los ingresos provenientes de hidrocarburos con la economía nacional”. Posteriormente, en mayo del mismo año, el Banco Central de Venezuela, responsable del control de los fondos en divisas, certificó su aprobación.

Cuadro 21
PROYECTOS FINANCIADOS POR FONDESPA
(Millones de dólares)

Proyectos	Monto	Porcentajes
Viabilidad	609	26,0
Transporte	567	24,2
Energía Eléctrica	477	20,4
Desarrollo endógeno de la mediana empresa	294	12,5
Servicio, ambiente y comunicaciones	201	8,6
Agroindustria	195	8,3
TOTALPROYECTOS FINANCIADOS	2 343	100,0

Fuente: Ministerio de Energía y Petróleo

El Fondespa se crea para cumplir con el artículo 5 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos,²² se ha creado).²³ El gobierno afirma que “la utilización de los excedentes petroleros en obras de inversión no sólo contribuye al desarrollo económico y social sino que también disminuye las necesidades de financiamiento del fisco nacional y mejora la solvencia financiera del país en el mediano plazo”.²⁴

El financiamiento de Fondespa, proviene de los ingresos extraordinarios de PDVSA Petróleo procedentes de la exportación de hidrocarburos. El fondo tendrá ingresos de hasta 2.000 millones de dólares al año y su fideicomitente es la Corporación Venezolana del Petróleo, S.A., (CVP), filial

²² “Los ingresos que en razón de los hidrocarburos reciba la Nación propenderán a financiar la salud, la educación, la formación de fondos de estabilización macroeconómica y la inversión productiva, de manera que se logre una apropiada vinculación del petróleo con la economía nacional, todo ello en función del bienestar del pueblo” (LOH del 2002, Artículo 5).

²³ Según el gobierno, “la utilización de los excedentes petroleros en obras de inversión no sólo contribuye al desarrollo económico y social sino que también disminuye las necesidades de financiamiento del Fisco Nacional y mejora la solvencia financiera del país en el mediano plazo” (www.pdvsa.com/fondespa).

²⁴ (www.pdvsa.com/fondespa)

de la estatal PDVSA. El depósito se realizó en el Banco de Desarrollo Económico y Social (Bandes).

Los aportes realizados Fondespa para la ejecución de programas y proyectos de obras, bienes y servicios destinados al desarrollo de infraestructura, vialidad, actividad agrícola, salud y educación en el país se hacen posible gracias a los excedentes de los precios.

De mayo 2004 a mayo del 2005, el Fondespa dispuso de un total de 2.343 millones de dólares, los que se utilizaron en proyectos viales, transporte, energía eléctrica, apoyo a la pequeña empresa, entre otros.

Cuadro 22
PRESUPUESTO DE MISIONES 2004 – 2005
(Millones de dólares)

Ribas	425,9
Misión Identidad	37,7
Barrio Adentro	91,6
Vuelvan Caras	293,0
Robinson	nd
Guaicaipuro	10,7
Sucre	46,5
Mercal	377,7
Total	1 283,0

Fuente: PDVSA

b. Misiones

Las misiones sociales constituyen estrategias masivas orientadas a garantizar los derechos fundamentales a la población, con énfasis en los sectores más excluidos. Se financia con recursos extraordinarios de las exportaciones de PDVSA. Su coordinación es interinstitucional e interministerial y uno de los elementos fundamentales para su planificación, ejecución y seguimiento es la participación activa y protagónica de las comunidades organizadas.

Según PDVSA, la empresa apoya ocho misiones: Ribas, Sucre, Barrio Adentro, Mercal, Identidad, Vuelvan Caras, Guaicaipuro y Robinson. El contenido de las misiones es diverso, abarcando, por ejemplo, iniciativas para otorgar documentos de identidad a todos los venezolanos y extranjeros (Misión identidad), como aquella que tiene como objetivo primordial la tarea de garantizar el acceso pleno a servicios de salud integrales y de calidad (Misión Barrio Adentro).

El financiamiento otorgado en los años 2004 y 2005 a las Misiones alcanza la suma de 1 283 millones de dólares, según información de PDVSA.

2. Núcleos de Desarrollo Endógeno (NDE)

PDVSA define el desarrollo endógeno de la siguiente manera: “A través del desarrollo endógeno se otorga poder a las comunidades organizadas para que desarrollen las potencialidades agrícolas, industriales y turísticas de cada una de las regiones. Esto se logra poniendo al servicio de toda la gente la infraestructura del Estado que había sido abandonada (campos industriales, maquinarias, tierras ociosas, entre otros) para generar bienes y servicios”.

Un NDE “se activa cuando la comunidad se organiza y descubre potencialidades que pueden ser aprovechadas en beneficio de la colectividad. Un trapiche abandonado, un campo industrial desmantelado, una tierra sin sembrar, un silo que lleva años sin almacenar un grano, una hermosa playa que no puede ser disfrutada por carecer de vías de acceso, por ejemplo esa conexión de

comunidad organizada y posibilidad de desarrollo local hace de una zona un Núcleo de Desarrollo Endógeno”.

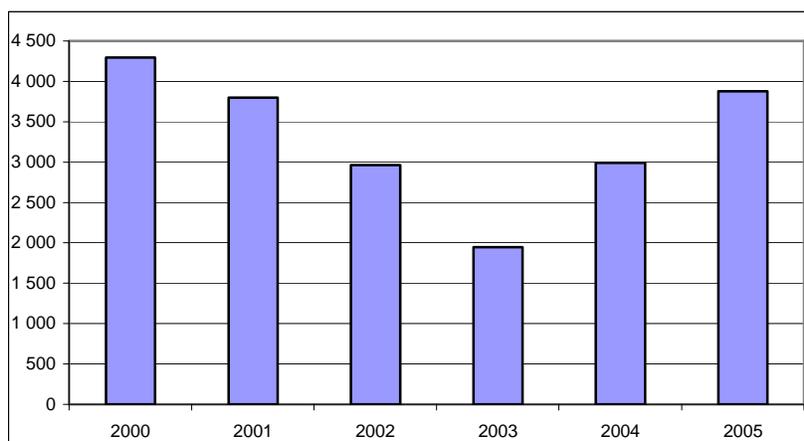
Los lineamientos para conformar un NED provienen del Ministerio Para la Economía Popular (MINEP), desde donde pasan al Ministerio de Energía y Petróleo (MEP), máximo ente regulador del negocio de los hidrocarburos, al cual se suscribe PDVSA como operadora de este sector. La Oficina de Coordinación Nacional de NDE del MEP planifica los proyectos locales para la conformación de núcleos y a PDVSA le corresponde, a través de su filial Palmaven, dar soporte financiero y operativo, por ser esta empresa la encargada de ejecutar cada proyecto de NDE. PDVSA ha invertido en los NED 76.500 millones de bolívares entre el 2004 y mayo de 2005 (35 millones de dólares).

D. Inversión y aspectos financieros de PDVSA

En el Plan de Inversiones PDVSA 2004-2009 se estableció una meta de 26.000 millones de dólares para el periodo, con lo que podría expandir su producción de hidrocarburos, estimando alcanzar una producción a 5 mmbd al 2009. En Agosto del 2005, PDVSA formuló el Plan de Negocios 2006-2012 (ya mencionado), en el que se establece una nueva meta de producción al año 2012, la misma que se fija en 5,84 mmbd al 2012.²⁵

En el 2005 PDVSA alcanzó una inversión de 3.878 millones de dólares, lo que representa un incremento de 30% respecto al año anterior. Cerca del 50% de la inversión en el 2005, se destinó a exploración y producción (PDVSA). Con el objeto de cumplir las metas establecidas, se espera llegar al 2012 con niveles de inversión por encima de los 8.000 millones de dólares

Gráfico 15
EVOLUCIÓN DE LAS INVERSIONES DE PDVSA
(Millones de dólares)



Fuente: PDVSA

PDVSA cuenta con importantes acuerdos comerciales en mercados internacionales. Si bien, hasta el momento ha suministrado importantes cantidades de petróleo a valores internacionales, algunos analistas, no encuentran muy claro el financiamiento para sus ambiciosos planes de inversión. Por lo que se prevé que su deuda externa pueda incrementarse.

²⁵ Los analistas calculan que PDVSA debe invertir 3 mil millones de dólares solamente para mantener los niveles de producción de los campos existentes, alguno de los cuales sufren una tasa de declinación de 25%.

Cabe mencionar que deuda de PDVSA, ha venido reduciéndose desde niveles de 8.000 millones de dólares en el 2001 a 3.165 millones de dólares a marzo del 2006. La mayor deuda de PDVSA está relacionada con los cuatro proyectos de la Faja del Orinoco.

Por otro lado, a futuro, en el marco del Plan Siembra Petrolera, se estima para su primer periodo, comprendido entre el 2006–2012, destinar un desembolso total de 95.709 millones de dólares en el sector hidrocarburífero por parte de PDVSA. De los cuales 56 000 millones de dólares corresponderán a desembolsos de inversión, mientras que 39.781 dólares corresponderían a gastos operativos.²⁶

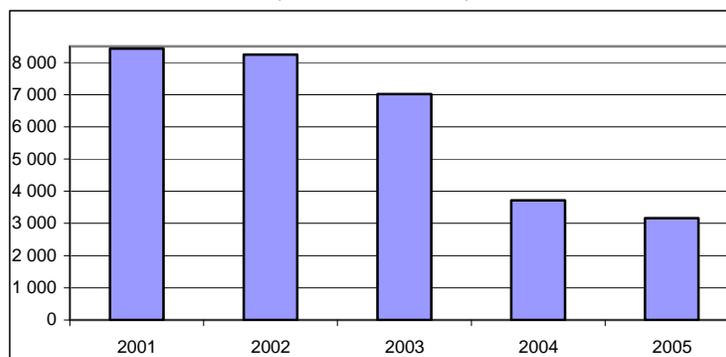
De los 56.000 millones de dólares que PDVSA planea gastar entre el periodo 2006-2012, el 73% sería destinado en actividades en el “*upstream*”, ascendiendo a una cantidad de 40.782 millones de dólares. De su lado, el Plan Siembra destina el restante 27% para las actividades del “*downstream*” que corresponde a una suma de 15.146 millones de dólares.

Cuadro 23
PDVSA: RESULTADOS FINANCIEROS EN VENEZUELA
(Miles de millones de dólares en el periodo enero- Julio 2006)

Rubros	
Ingresos	33,8
Costos y gastos	-7,8
Regalía causada	-10,2
Ganancia operacional	15,8
Aporte al desarrollo social	-5,6
Impuestos causados	-4,0
Ganancia neta nacional	6,2
Aportes pagados a la nación	19,1

Fuente: PDVSA, Nota de Prensa 28/08/2006.

Gráfico 16
EVOLUCIÓN DE LA DEUDA EXTERNA DE PDVSA
(Millones de dólares)

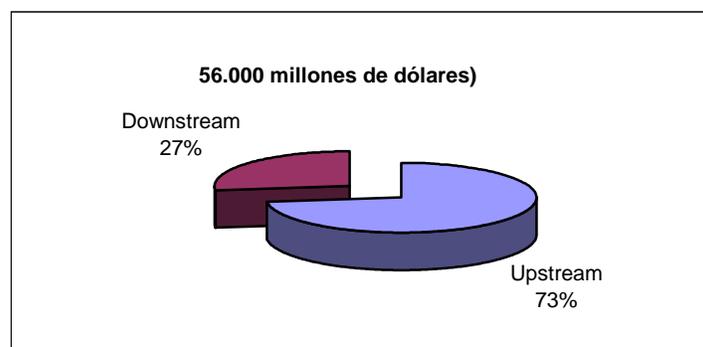


Fuente: PDVSA

²⁶ Cabe mencionar que para el mismo periodo el Plan siembra prevé un desembolso de 48 224 dólares, por parte de terceros, de los cuales 39781 millones de dólares irán a inversión y 8 443 millones de dólares a gastos operativos. Por lo que los desembolsos totales en el sector en Venezuela ascenderían a 123 959 millones de dólares.

En el “*upstream*,” el desembolso destinado a la exploración será de 16.699 millones de dólares, que corresponde al 40% en esa etapa. En lo que respecta a la inversión en la producción de hidrocarburos, se consigna la modalidad de producción de “compañías mixtas”, como la de mayor importancia con valor de su inversión de 8.396 millones de dólares correspondiendo al 17% de total de inversión en el “*upstream*,” esta modalidad ha sido motivado por la migración de convenios operativos a empresas mixtas, en segundo lugar seguido de cerca aparece la modalidad de producción de convenios a riesgos compartidos con 6.932 millones de dólares, actividad que hasta el momento se presenta como la modalidad de producción de menor importancia.

Gráfico 17
PDVSA: PLAN DE INVERSIONES 2006-2012



Fuente: PDVSA Planes Estratégicos de Petróleos de Venezuela, marzo 2006.

La tercera modalidad de producción con mayores montos asignados de inversión corresponde a los esfuerzos propios de PDVSA con 3.562 millones de dólares, esto significa un importante cambio de la estructura petrolera en Venezuela, donde la principal forma de producción que se mantenía en este país pasaría a un segundo plano, desplazado por preferencia de las autoridades del ramo por producción bajo formas de asociación entre PDVSA y empresas privadas.

Las inversiones en la Faja de Orinoco serán de 2.140 millones de dólares, de los cuales 583 corresponderán a campos nuevos; la inversión en la producción de gas natural consigna una inversión de 609 millones de dólares; finalmente, se destinarán 2.444 millones para desarrollo de petróleo en zonas costa afuera.

De los 15.146 millones de dólares de inversiones en el “*downstream*”, el 94%, es decir, 14.277 millones de dólares serán invertidos en refinación, y 4% en distribución de combustibles dentro de Venezuela. En menor proporción se encuentra la inversión en el desarrollo de los proyectos Deltaven y PDV Marina con montos de 93 millones de dólares y 161 millones de dólares, respectivamente.

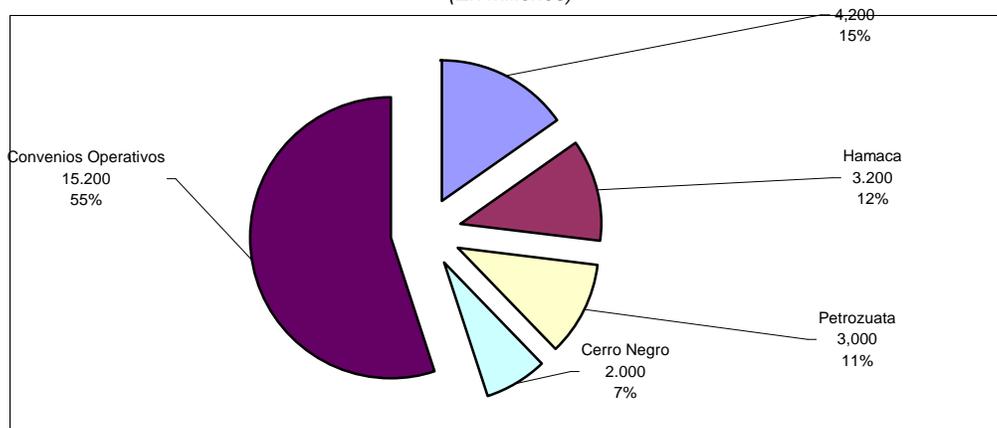
E. Inversión extranjera directa

A inicios de los años noventa en Venezuela se dio la llamada “Apertura Petrolera”, que planteó la participación de la inversión privada en la explotación de petróleo mediante tres modalidades: los convenios operativos, las asociaciones estratégicas y los contratos de riesgo compartido, siendo las más importantes las dos primeras.

De 1993 al 2005 la IED en los dos primeros rubros ascendió a 27.600 millones de dólares. La IED en Convenios Operativos, abarcó el 55% del total; mientras que la IED en las Asociaciones Estratégicas de la Faja de Orinoco abarcó el 45% restante.

En cuanto a los Convenios Operativos, el primer desembolso de inversión fue en 1993 con un monto de 16 millones de dólares. Desde esa fecha hasta la actualidad, en esta modalidad ha habido tres rondas internacionales de licitación, con lo que las inversiones han venido incrementándose hasta llegar a un máximo de 1.600 millones de dólares en 1999.²⁷ Posteriormente, los flujos de inversión han venido cayendo fuertemente. En total, entre 1993 y el 2005 se acumularon inversiones por 15.200 millones de dólares.²⁸

Gráfico 18
INVERSIÓN EXTRANJERA EN VENEZUELA: 1993-2005
(En millones)



Fuente: Cámara Venezolana de Empresas Consultoras, www.cavecon.com

Las inversiones en las Asociaciones Estratégicas de la Faja del Orinoco, empezaron en 1997 con 1.387 millones de dólares y alcanzaron un tope de 2.880 millones de dólares en 1999, para después descender en los próximos años, debido a la conclusión de los proyectos.

La Faja del Orinoco está compuesto por cuatro proyectos, en los cuales participa PDVSA en asociación con diferentes empresas extranjeras (véase cuadro 24). Petrozuata se inició en julio de 1997 y hasta el 2005 ha acumulado inversiones por 3.000 millones de d. El segundo proyecto fue Cerro Negro (enero 1998), que hasta el 2005 acumuló inversiones por 2.000 dólares. El tercer proyecto fue Sincor (agosto de 1998), que al 2005 acumuló inversiones por 4.200 millones de dólares, constituyendo el proyecto más importante en términos de inversión. El último proyecto en fue Hamaca, agosto del 2000, habiendo acumulado al 2005 una inversión de 3.200 millones de dólares.²⁹

²⁷ La información de esta cifra proviene de Ramón Espinasa.

²⁸ Para mayor detalle sobre la relación de las empresas, ver acápite F de este capítulo.

²⁹ La Asociación Venezolana de Hidrocarburos (AVHI, 2006), ha estimado que desde 1993 hasta el 2005, la inversión proveniente tanto de los Convenios Operativos como de las Asociaciones Estratégicas de las Faja del Orinoco, han contribuido con el 10% del PBI, han generado 45 000 puestos de trabajo, de los cuales 13 000 son directos y 32 000 indirectos y un contenido nacionales en sus compras nacionales entre el 65% y el 80%.

Cuadro 24
ASOCIACIONES ESTRATÉGICAS - FAJA DE ORINOCO
EMPRESAS PARTICIPANTES E INVERSIONES: 1997-2005
(En porcentaje y millones de dólares)

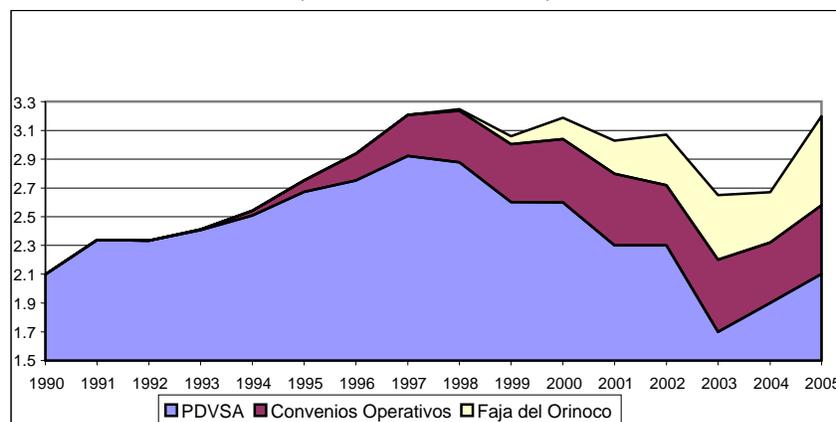
	Compañía	Participación	Inversión
Petrozuata	Conoco (EU)	49.9	1 497
	PDVSA	50.1	1 503
	Subtotal		3 000
Hamaca*	PDVSA	30.0	960
	Phillips (EU)	40.0	1 280
	Texaco (EU)	30.0	960
	Subtotal		3 200
Sincor	Total (FRA)	47.0	1 974
	PDVSA	38.0	1 596
	Statoil (NOR)	15	630
	Subtotal		4 200
Cerro Negro	Mobil (EU)	47	940
	PDVSA	38	760
	Veba Oel (SUE)	15	300
	Subtotal		2 000
	TOTAL		12 400

Fuente: PDVSA.

F. Producción

La producción de petróleo se mantuvo estable de 1999 al 2002. En el 2003 tuvo un fuerte descenso debido a una huelga que se prolongó más de tres meses (desde diciembre del 2002 hasta febrero del 2003). En el 2004, comienza la recuperación, llegando en el 2005 a 3,1 mmbd.

Gráfico 19
VENEZUELA: DISTRIBUCION DE LA PRODUCCION DE CRUDO
POR TIPO DE OPERADOR
(Millones de barriles al día)



Fuente: PDVSA

La producción de petróleo en Venezuela proviene de cuatro fuentes: la primera es la producción propia de PDVSA; la segunda son los 32 Convenios Operativos que varias empresas privadas han firmado con PDVSA para extraer petróleo de áreas marginales, los mismos que desde el 2006 se han convertido en compañías mixtas; la tercera fuente son las cuatro Asociaciones Estratégicas que ha firmado PDVSA para explotar el crudo extra pesado de la Faja del Orinoco.

La cuarta son los contratos de riesgo compartido, la mayoría de los cuales está aún en la fase de exploración; en el 2004 se produjeron solo 4.400 barriles diarios con estos contratos.

La mayor producción le corresponde a PDVSA, aunque ésta ha venido disminuyendo desde 1999. De su lado, la producción de los Convenios Operativos comienza en 1994 (cabe resaltar que el petróleo producido es de propiedad de PDVSA, recibiendo la contratista una tarifa de retribución por sus servicios), mientras que las Asociaciones Estratégicas (en este caso, se trata de “*joint ventures*” entre PDVSA y empresas privadas) comienzan en 1995 y llegan a su producción esperada en el 2004.

a) De convenios operativos a empresas mixtas

La explotación de los campos marginales³⁰ se realiza a través de contratos de operación entre filiales de PDVSA y compañías privadas, lo que se concretó en 1992. Esta modalidad, también llamada de convenios operativos, atrajo un sinnúmero de aspirantes, algunos de los cuales se asociaron con empresas privadas venezolanas para ofertar por los campos ofrecidos en licitación.

En el 2005, estos convenios operativos fueron denunciados por el actual gobierno y, más adelante la Asamblea Nacional promulgó una nueva ley en la que se establece la extinción de los convenios operativos y la migración obligatoria de las empresas hacia una nueva forma contractual llamada empresa mixta, en la cual la mayoría accionaria pertenece a PDVSA.

Cabe señalar que las áreas inicialmente asignadas a los 32 convenios operativos fueron reducidas en 64% tras su migración a empresas mixtas, al pasar de 43.000 a 15.259 kilómetros cuadrados, que eran los que estaban siendo efectivamente explotados. Las autoridades venezolanas están evaluando si los restantes 27.700 kilómetros cuadrados serán reasignados a las mismas petroleras que participan en las empresas mixtas o en su defecto quedarían en poder de PDVSA.

De los 32 convenios operativos existentes, 30 empresas manifestaron su voluntad de migrar a las empresas mixtas. Solo dos empresas, Eni SpA (Italia) y Total (Francia), rechazaron la migración. De su lado, *Exxon Mobil* vendió su participación en el campo *Quiamare-La Ceiba* (150 mbd) a Repsol-YPF. La producción de petróleo de los convenios operativos ascendió en el 2005 a 500 000 barriles diarios.

Durante la época de vigencia de los Convenios Operativos, se realizaron inversiones superiores a los 10.000 millones de dólares, las mismas que figuran dentro de los estados financieros de PDVSA.³¹ A este monto se le debe agregar 2.192 millones de dólares del bono de la III Ronda, es decir, el pago realizado por las empresas inversoras para participar de los convenios operativos. Es importante resaltar que algunos de estos convenios estuvieron reservados en exclusividad a empresas petroleras venezolanas, aunque su participación fue bastante reducida con respecto al total invertido.

³⁰ Se denominan campos marginales o agotados aquellos que ya no están siendo explotados porque no son económicamente rentables, dado el nivel de avance tecnológico de la empresa, o debido a las altas inversiones necesarias para su reactivación.

³¹ En estos contratos todo el hidrocarburo producido es de propiedad de PDVSA y sus filiales, pudiendo el contratista, una vez establecida la producción de crudos, recobrar sus inversiones y recibir un pago o compensación por cada barril entregado a la filial de PDVSA. Los pagos de PDVSA se realizaban por concepto de honorarios de operación, de capital y de estipendio por servicios (estos montos pueden o no coincidir con las inversiones anuales que realizan las empresas). El actual gobierno cuestionó que los pagos por servicios que PDVSA realizaba a las empresas estuviera ligado al precio internacional del petróleo.

Cuadro 25
MIGRACIÓN DE CONVENIOS OPERATIVOS A EMPRESAS MIXTAS

(A junio de 2006)

Venezuela -Junio 2006:	
Petroperijá S.A.	CVP (60%) y British Petroleum de Venezuela (40%).
Petrocabimas S.A.	CVP (60%) y Suelopetrol (40%).
Petroorinoco S.A.	CVP (60%) y Harvest-Vinccler C.A. (40%).
Baripetrol S.A.	CVP (60%); Tecpetrol (17,5%); Lundin Latina de Petróleos (5%) y Perenco Oil and Gas (17,5%).
Petroregional del Lago S.A.	CVP (60%) y Shell (40%).
Petroboscan S.A.	CVP (60%), Chevron (39,2%) e Ineboscan (0,8%).
Petrocuragua S.A.	CVP(60%), OPEN (12%) y Cartera de Inversiones Petroleras (28%).
Petroway S.A.	CVP (60%), PETROBRAS (36%) y Williams internacional Oil and Gas (4%).
Petrocaracol S.A.	CVP (75%) y CNPC Venezuela (25%).
Petroven-Bras S.A.	CVP (60%); PETROBRAS (29,2%) y Coroll (10,8%).
Petrolera Mata S.A.:	CVP (60%), PETROBRAS (29,2%) e Inversora Mata (10,8%).
Lagopetrol S.A.:	CVP (80%), Hocol (17%), Ehcopek Petróleo (2%); Cartera de Inversiones Petroleras (1%).
Boquerón S.A.	CVP (60%), British Petroleum Venezuela (26,666%), y PEI Venezuela (13,334%).
Petroguárico S.A.	CVP (70%) y Teikoku Oil Venezuela (30%).
Petroquiriquire S.A.	CVP (60%) y Repsol YPF (40%).
Petroritupano S.A.:	CVP (60%), PETROBRAS (18%), APC Venezuela (18%) y Corod Producción (4%).
Petromiranda S.A.	CVP (60%) y Vinccler Oil and Gas (40%).
Petronado S.A.	CVP (60%), Compañía General de Combustibles (26,004%), Banco Popular de Ecuador (8,356%) y Korea National Oil Corporation (5,640%).
Petroindependiente S.A.:	CVP (74,8%) y Chevron (25,2%).
Petrolera Kaki S.A.	CVP (60%), Inemaka (22,667%) e Inversiones Polar (17,333%).
Petrowarao	CVP (60%) y Perenco (40%).

Fuente: Gaceta Oficial de Venezuela

b) Asociaciones estratégicas

Las modificaciones legales a la Ley Orgánica de Hidrocarburos y a la Ley sobre el Impuesto a la Renta efectuadas en el 2006 también han tenido impacto sobre las asociaciones estratégicas constituidas por PDVSA y empresas extranjeras para explotar el crudo extra pesado de la Faja del Orinoco. Estas asociaciones comenzaron en 1995 y en ellas participan muchas de las mayores,³² tales como Mobil, Texaco, Conoco y Phillips, así como con la francesa Total y la noruega Veba Oil.

La Reforma a la Ley Orgánica de Hidrocarburos elevó la regalía que pagaban las Asociaciones Estratégicas de 16,66 a 30%. Además, se estableció un impuesto a la extracción de 33%. El monto de la regalía puede deducirse para el cómputo del pago de este impuesto a la extracción. De otro lado, en agosto del 2006, la Asamblea Nacional modificó la Ley del Impuesto sobre la Renta que regía para las Asociaciones Estratégicas, elevándolo de 34 a 50%.³³

³² Para un análisis detallado de las asociaciones estratégicas, véase Reformas e Inversión en la industria de hidrocarburos de América Latina, Serie Recursos Naturales e Infraestructura, CEPAL, 2004.

³³ “El alza del impuesto sobre la renta en ningún caso afecta la economía del proyecto Sincor, en el que participan Total, Petróleos de Venezuela y Statoil. Es un proyecto muy sólido que había obtenido condiciones muy favorables antes de poder ser lanzado, en un

Además, el gobierno ha dispuesto que PDVSA tenga una participación mayoritaria en la producción de petróleo de las asociaciones estratégicas, lo que debiera concretarse en el 2006. En la asociación estratégica Hamaca, PDVSA tiene el 30%, mientras que en Sincor y Cerro Negro tiene el 38%. En Petrozuata, PDVSA tiene el 50,1%.

c) Contratos de riesgo compartido

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

Hasta el momento, están en vigencia los siguientes convenios de exploración a riesgo compartido, donde intervienen *ExxonMobil*, *Petrocanada*, *Ineparia* y *Conoco Phillips*, entre otras.

- La Ceiba (Trujillo, Mérida, Zulia)
- Golfo de Paria Este y Oeste (Corocoro)
- Golfo de Paria Oeste (Sucre)
- Guarapiche (Monagas)
- Guanare (Portuguesa)
- San Carlos (Cojedes)
- El Sombrero (Guárico)
- Catatumbo (Zulia)
- Punta Pescador y Delta Centro (Delta Amacuro)

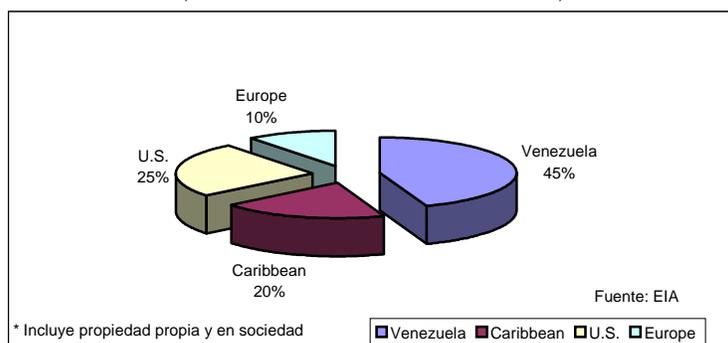
G. Internacionalización e integración regional

PDVSA está presente en el extranjero realizando actividades, básicamente en el sector refinación (“*downstream*”). El *Holding* posee empresas en varios países y opera en dos continentes, América y Europa. Cabe destacar que esta actividad tiene como fin asegurar el mercado para la venta del crudo que produce en Venezuela.

Del total de capacidad de refinación de PDVSA, la mayor parte se encuentra en el extranjero, con un 55% del total, mientras el 45% funciona dentro de Venezuela. El principal país es Estados Unidos con una capacidad de refinación de 721 mbd. En Estados Unidos, PDVSA opera a través de su subsidiaria *Citgo*, que además de producir derivados de petróleo, es una de las mayores proveedoras en materia petroquímica de los Estados Unidos.

contexto de precio del barril inferior a 15 dólares. Es obvio que a 70 dólares (...), hoy se tiene una rentabilidad que no es fácilmente aceptable por cualquier país”, explicó durante una presentación de las perspectivas financieras del grupo” (declaraciones de Christophe de Margerie, “Alza fiscal sin efectos para Total”, *El Universal*, Caracas, 7/9/2006).

Grafico 20
CAPACIDAD DE REFINACION DE PDVSA POR REGION
 (2.9 millones de barriles diarios en 2006)



Fuente: PDVSA

Citgo es dueña de cinco refinerías (i) *Lake Charles*; (ii) *Corpus Christi*; (iii) *Lemont*; (iv) *Paulsboro*; (v) *Savannah*. Además, Citgo es socia de la refinería *Lyondell* en Houston con una capacidad de 265 MBD; su principal ventaja competitiva es que posee sistemas de conversión profunda. Asimismo, Citgo posee 13 500 estaciones de servicio en ese país y tiene una producción cercana a 1 mmbd. En el 2005, la empresa envió dividendos a Venezuela por un monto de 785 millones de dólares.³⁴

La segunda región en importancia es el Caribe con 567 mbd. En 1998 PDVSA adquirió el 50% de la refinería Hovensa con una capacidad de 495 MBD en el 2005, localizada en Islas Vírgenes, donde la empresa Amerada Hess mantiene el 50% restante. Asimismo, se encuentra en la Isla de Curacao (Antillas Holandesas), donde arrienda la refinería *Emmastad* que posee una capacidad de 320 MBD. La producción de derivados de petróleo en esta zona se destina, principalmente, la exportación al mercado de Estados Unidos.

En Europa, PDVSA participa en dos *Joint Ventures* con el 50%, lo que le otorga una capacidad de refinación de cerca de 300 MBD. PDVSA mantiene el 50% de AB Nynas, una compañía sueca que opera cinco refinerías: (i) *Nynashamm* (Suecia), Gotenburgo (Suecia), Amberes (Bélgica), *Eastham* (Inglaterra), y *Dundee* (Escocia). En esta sociedad PDVSA posee una capacidad de 50 MBD.

PDVSA además mantiene el 50% de la empresa *Ruhr Oel* en Alemania, en sociedad con *British Petroleum*, con una capacidad de refinación de 250 mbd. A su vez, *Ruhr Oel* posee participación en otras 4 refinerías alemanas: (i) Gelsenkirchen, (ii) Neustad, (iii) Karlsruhe, y (iv) Schwedt. Cabe mencionar que actualmente PDVSA, esta buscando un comprador para vender toda esta propiedad (Fuente: EIA).

PDVSA posee planes de expansión de su capacidad de refinación en Sudamérica. En febrero del 2005, PDVSA firmó un acuerdo con PETROBRAS para la construcción de una nueva refinería que tendría una capacidad de refinación entre 150 – 250 mbd, que estaría ubicada en el norte de Brasil (Pernambuco) y contaría con una inversión de 2 800 millones de dólares.³⁵

Asimismo, PDVSA, viene firmando diversos acuerdos energéticos Argentina, Bolivia y Colombia y tiene previsto aumentar su presencia en América del Sur.

³⁴ Diario El Universal, "Citgo "Repatria" \$ 785 millones", Caracas, 24/04/2006.

³⁵ "El director de Abastecimiento y Refinación de PETROBRAS, Paulo Roberto Costa, aseguró que el diseño final de la sociedad será definido hasta fines del 2006, según una entrevista divulgada en el diario financiero Valor Económico", *Associated Press*, 30/8/2006.

1. Operaciones en Bolivia

Desde enero del 2006, cuando el Presidente de la República de Bolivia Evo Morales, asumió el mando, lo gobiernos de Bolivia y Venezuela vienen firmando diversos acuerdos energéticos que incluye y tiene previsto:

- Suministro de combustible
- Cooperación técnica
- Intercambio de personal
- Conformación de empresas mixtas
- Desarrollo de proyectos.

En ese mismo mes, se inaugura la empresa PDVSA Bolivia,³⁶ posteriormente los presidentes de la República Bolivariana de Venezuela, Hugo Chávez, y su homólogo boliviano, Evo Morales, firmaron ocho acuerdos en materia de cooperación energética, agropecuaria, educativa, deportiva, desarrollo social, salud y una declaración conjunta denominada Declaración de La Paz.

Asimismo, ambos firmaron el Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas (ACEC), por medio del cual Venezuela, a través de PDVSA, suministrará crudo, diesel y GLP a Bolivia por la cantidad de hasta 6.6 mbd; contemplando a su vez, un mecanismo de pago de la factura de suministro energético, permitiendo a Bolivia intercambiar productos o servicios como forma de pago.

Para mayo del 2006, se firman nuevos acuerdo, entre los que destacan el entrenamiento de 200 trabajadores de la industria energética boliviana, por parte de INTEVEP, brazo tecnológico de PDVSA. Igualmente, se prevé la firma de un convenio para la certificación de reservas de gas y petróleo en Bolivia. También, destaca la firma de un convenio de cooperación para la capacitación de 250 jóvenes bolivianos en la Escuela de Polímeros de la Petroquímica de Venezuela (Pequiven), con el objeto de, posteriormente desarrollar la industria petroquímica en Bolivia. Hasta mayo del 2006, ya se cuentan con 13 acuerdos que incluyen toda la cadena productiva del sector hidrocarburos

En septiembre del 2006, Venezuela anuncia que invertirá 2.100 millones de dólares en Bolivia para la construcción de cuatro plantas de hidrocarburos, y se creará una sociedad entre PDVSA y la boliviana YPFB para plantas de petroquímica y gas líquido.

2. Operaciones en Colombia

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.

El costo aproximado de la inversión para este gasoducto es de 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.

³⁶ Qué albergará en sus instalaciones al Banco para el Desarrollo Económico y Social (BANDES) y al Banco Industrial de Venezuela

Posteriormente, la República de Panamá se suma al proyecto, con lo cual es Gasoducto Antonio Ricaurte es extendido al Gasoducto Transcaribeño, que interconectará a los tres países. En julio del 2006, los presidentes de los tres países, firman 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.

Por tanto, el nuevo proyecto incorporará una segunda fase, que consistirá en En una segunda fase, a partir de 2011 una vez que PDVSA culmine la infraestructura necesaria para explotar y transportar las grandes reservas gasíferas desde el oriente hasta el occidente del país, Venezuela exportará 250 MMPCD de gas hacia Colombia y posteriormente, según aclaró Ramírez, existirá la capacidad de enviar 1000 MMPCD y extender esta interconexión hasta Panamá.

3. Operaciones en Argentina

En marzo del 2006, se oficializó la conformación de la empresa mixta “Enarsa PDV S.A.”, donde PDVSA Argentina³⁷ tendrá una participación del 60%, mientras que Enarsa mantendrá el 40% restante.

Entre los negocios consolidados por PDVSA Argentina en la región, se cuenta la compra del 46% del paquete accionario de la refinadora uruguaya Ancap, la contratación con el astillero Río Santiago de la construcción del Buque Eva Perón y el contrato de fideicomiso con la administradora del mercado mayorista eléctrico argentino Cammesa, para el suministro de fuel oil hasta un máximo de 22 MBD, que se destinarán al abastecimiento de las centrales térmicas.

Asimismo, Enarsa se incorporará, junto a Ancap, a la filial de Pdvsa Intevep en Venezuela, para la cuantificación y certificación de la reserva del bloque Ayacucho 6 de la faja petrolífera del Orinoco, el cual es señalado como el mayor reservorio de hidrocarburos del mundo.

En febrero del 2005, habría empezado estas alianzas energética cuando fueron inauguradas las primeras estaciones de servicio “ENARSA / PDV”, ubicado en Buenos Aires. Esta es parte de la asociación entre INTERVEN Venezuela S.A., filial de Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) y la Empresa Nacional de Energía de Argentina (ENARSA), con lo cual se van fortaleciendo algunas alianzas entre PDVSA y ENARSA.

4. Planes de integración energética regional

El gobierno de Venezuela viene impulsando la creación de cuatro empresas regionales, que permitirían promover la integración energética en América Latina. Para la zona del Caribe la propuesta es Petrocaribe, para la región Andina es Petroandina, para la región de América del Sur Petrosur y para todo América Latina Petroamerica. Cabe destacar que las tres empresas previas son sub - proyectos que forman parte de Petroamerica.

Estas iniciativas incluyen, de parte de Venezuela, asistencia para el desarrollo de la actividad petrolera, inversiones en la capacidad de refinación y venta de petróleo y derivados a precio preferenciales.

Entre los tres subproyectos el más avanzado es Petrocaribe, que cuenta con la firma de un acuerdo preliminar de 13 países en el 2005, siendo Jamaica el primer país firmante. Bajo Petrocaribe, Venezuela ofrecerá petróleo y derivados de petróleo a los países del Caribe bajo términos y precios preferenciales. Para abril del 2004, PDVSA ya había completado la construcción de un nuevo terminal de exportación. A continuación de reseña las cuatro empresas de integración regional.

³⁷ Filial local de la petrolera estatal venezolana

5. Petroamérica

Petroamérica, es una propuesta del Gobierno Bolivariano de Venezuela encuentra base institucional en las declaraciones de OLADE en el 2003, como en la declaración de Caracas en Setiembre del 2005 —suscrita por los ministros de energía o sus representantes—. En esta última declaración los países acordaron continuar con la conformación de Petroamérica. Esta se concibe como una alianza estratégicas entre operadores energéticos de los países con el fin de asegurar el abastecimiento de la región y la integración en el largo plazo, bajo los principios de complementariedad económica y solidaridad entre países. En Petroamérica confluyen otras tres iniciativas: (i) Petrocaribe, (ii) Petrosur y (iii) Petroandina.

La consolidación institucional de Petroamerica aún es incipiente, su política se orienta a la integración entre empresas estatales de energía y de los gobiernos; asimismo, contempla la participación de sectores empresariales privados; pero, estos deben alinearse a los objetivos de los gobiernos. El avance en la consolidación de Petroamérica está previsto en la concretizaciones progresiva de acciones y acuerdos bilaterales o subregionales. La propuesta de Petroamérica contempla afrontar los costos energéticos derivados de factores especulativos y geopolíticos de la región. Dentro de ese marco es que se plantea construir el Gasoducto del Sur.³⁸

Cabe señalar que Petroamérica se crea como una opción alternativa, en un contexto donde la integración energética se venía dando basadas en la privatización de empresas del sector y la apertura comercial. Por ello, las primeras acciones de Petroamérica han planteado la integración de empresas estatales de América Latina y del Caribe para la instrumentación conjunta acuerdos y ejecución en exploración, explotación y comercialización del petróleo y gas natural.

Los lineamientos, propuestos por el Gobierno Bolivariano de Venezuela para el avanzar en la iniciativa de integración energética de Petroamérica son los siguientes:

- Redefinir las relaciones existentes entre los países sobre la base de sus recursos y potencialidades.
- Aprovechar la complementariedad económica, social y cultural para disminuir las asimetrías en la región.
- Minimizar los efectos negativos que sobre los países de la región tienen los costos de la energía, originados por factores especulativos y geopolíticos.
- Fortalecer otras iniciativas regionales como Mercosur, CAN, Alba y Comunidad Suramericana de Naciones.

Asimismo, las acciones concretas de Petroamérica se basan en el desarrollo de iniciativa conjunta entre los Estados, que abarque las suscripción de convenios integrales de cooperación, identificación de áreas de cooperación y acuerdos bilaterales entre empresas y/o entes de los Estados, y establecimiento de sociedades y/o acuerdos de cooperación específicos en materias como

Posteriormente a estas acciones, será posible llegar a un nivel superior, donde, enmarcados en Petroamérica, se logre la integración de las empresas energéticas estatales de América Latina y del Caribe.

³⁸ Proyecto de suministro de gas natural, que consiste en llevar la reservas de gas de Venezuela hasta el sur de Argentina, pasando por Brasil.

a) *PETROCARIBE*

Petrocaribe, es la iniciativa de integración más avanzada, su nacimiento fue suscrito por 14 países de la región caribeña - Antigua y Barbuda, Bahamas, Belice, Cuba, Dominica, Grenada, Guyana, Jamaica, República Dominicana, San Cristóbal y Nieves, Santa Lucía, San Vicente y las Granadinas, Surinam, y Venezuela- el 29 de junio de 2005, tras el Acuerdo de Cooperación Energética durante el Primer Encuentro Energético de Jefes de Estado y/ o de Gobierno del Caribe sobre Petrocaribe, celebrado en la ciudad de Puerto La Cruz, al oriente de Venezuela. El convenio de Petrocaribe lleva implícita la articulación de acuerdos existentes anteriormente, como el Convenio de San José y el Acuerdo Energético de Caracas.

Petrocaribe propone resolver las asimetrías en el acceso a los recursos energéticos de estos países, brindándoles nuevo esquema de intercambio favorable, equitativo y justo. Para ello, una de sus medidas es mejorar las condiciones previas de financiamiento de suministro. Antes, financiaba un 25% de la factura, con un año de gracia y pagadero en 15 años con 2% de interés. Ahora con Petrocaribe, las condiciones mejoran, tomando como referencia el precio del crudo, el período de gracia se ha extendido de uno a dos años y se prevé una extensión del período de pago entre 17 a 25 años, reduciendo el interés al 1%, si el precio del petróleo supera los 40 dólares por barril; mientras, el pago a corto plazo se extiende de 30 a 90 días.

Asimismo, Venezuela está dispuesta a aceptar como parte del pago con bienes y servicios por los que puede ofrecer, en algunos casos, precios especiales. Entre los productos que Venezuela podría adquirir a precios preferenciales se mencionan el azúcar, el banano y otros bienes o servicios, afectados por políticas comerciales de los países ricos.

b) *PETROSUR*

Petrosur, es la iniciativa de integración energética que agrupa a los países de Argentina, Brasil, Venezuela y Uruguay. En este marco, Petrosur se concibe como un habilitador político y comercial promovido por la República Bolivariana de Venezuela, dirigido a establecer mecanismos de cooperación e integración sobre la base de la complementariedad y haciendo un uso justo y democrático de los recursos energéticos para el mejoramiento socioeconómico de sus pueblos.

Esta iniciativa reconoce la importancia de fomentar cooperación y alianzas estratégicas entre las compañías petroleras estatales de Brasil, Argentina, Uruguay y Venezuela: Petróleos Brasileiros (PETROBRAS), Energía Argentina S.A. (Enarsa); Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y *Portland* (ANCAP) y Petróleos de Venezuela S.A. (Pdvs) para que desarrollen de manera integral negocios en toda la cadena de los hidrocarburos.

Con Petrosur se busca minimizar los efectos negativos que sobre los países de la región tienen los costos de la energía originados por factores especulativos y geopolíticos, mediante la disminución de los costos de las transacciones (eliminando la intermediación), el acceso a financiamiento preferencial y el aprovechamiento de las sinergias comerciales para solventar las asimetrías económicas y sociales de la región.

c) *PETROANDINA*

La iniciativa de integración energética Petroandina fue pactada por el XVI Consejo Presidencial Andino realizado el 18 de julio de 2005 en Lima, como plataforma común o “alianza estratégica” de entes estatales petroleros y energéticos de los cinco países de la CAN (Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela) “para impulsar la interconexión eléctrica y gasífera, la provisión mutua de recursos energéticos y la inversión conjunta en proyectos”.

En esta Cumbre, los dignatarios de Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela suscribieron el documento: “Acta Presidencial de Lima. Democracia, desarrollo y cohesión Social”, en el cual los representantes de los Estados miembros tomaron nota de la propuesta de la República Bolivariana de

Venezuela en torno a la idea de acordar la creación de Petroandina y consideraron la conveniencia de formular una agenda energética andina en el contexto de integración sudamericana, teniendo en cuenta los distintos acuerdos binacionales existentes y tomando en cuenta el importante potencial energético representado por los yacimientos de petróleo, carbón y gas, así como de fuentes hídricas, eólicas, solares y otras existentes en nuestros países y de la vital importancia que tienen para el desarrollo moderno, particularmente, en los procesos de integración andina y sudamericana.

En el marco de estas consideraciones, los estados miembros también reafirmaron el interés de fortalecer la integración regional impulsando los proyectos de interconexión energética en América del Sur, teniendo en cuenta los acuerdos vigentes de los países y los esquemas comerciales existentes.

El primer beneficiario del nuevo esquema de cooperación andina es Ecuador, exportador neto de petróleo y antiguo miembro de la OPEP e importador de gasolina, que hoy negocia refinar en Venezuela parte de sus crudos con lo cual se ahorrará una parte de los 1.000 millones de dólares anuales que paga por combustibles importados.

d) *Gasoducto del Sur*³⁹

El proyecto de Gasoducto del Sur, nace en el marco de la XXIX Cumbre presidencial del MERCOSUR de diciembre del 2005, en Montevideo, evento donde se permitió la entrada de Venezuela como miembro pleno de este bloque económico. En esta cita, los presidentes de Argentina, Brasil y Venezuela firmaron un memorándum de entendimiento que dará inicio a los estudios técnicos, económicos y de factibilidad para la construcción del Gasoducto del Sur. Dicho proyecto consiste en construir un gasoducto de extensión entre 8.000 a 10.000 km., que parte de Venezuela hasta el sur de Argentina. Todavía no ha sido abordado el tema del financiamiento.

El objetivo de este proyecto es garantizar el suministro de gas natural en América del Sur, en el largo plazo. Asimismo, hacer viable la integración energética entre los países de América Latina y una vía para el desarrollo endógeno.

Los avances de este proyecto son muy modestos. A agosto del 2006, recién se está discutiendo la licitación para desarrollar la ingeniería conceptual del Gasoducto del Sur. Para ello, se instaló en Caracas, la Comisión Permanente de Ingeniería y Coordinación,⁴⁰ la cual constituye un grupo técnico integrada por representantes de las empresas energéticas estatales y Ministerios de Energía, Argentina, Bolivia, Brasil y Venezuela. La comisión se ha planteado emitir en dos meses las bases de la licitación.

Además, en esta reunión se destacó entre los puntos positivos la reciente incorporación de Uruguay y Paraguay a la obra, formalizada en la XXX Cumbre de Jefes de Estado del MERCOSUR (21 de julio del 2006).

De otro lado, otros dos grupos de trabajo; el Comité Ministerial de Coordinación y Decisión, y el Grupo Coordinador de Alto Nivel, conformado por profesionales de las compañías estatales, viene analizando y planificando aspectos claves del Gran Gasoducto del Sur como lo son: mercados y comercialización; ambiente y desarrollo social; tarifas, ingeniería y tecnología; modelo de negocio y financiamiento; y por último, regulaciones legales, fiscales e institucionales.

³⁹ PDVSA Informa 08 de Agosto del 2006, www.pdvsa.com).

⁴⁰ La referida Comisión fue creada por los ministros de Energía de Argentina, Bolivia, Brasil y Venezuela, en el marco de la II Reunión del Comité Ministerial de Coordinación y Decisión del Proyecto Gran Gasoducto del Sur celebrada en la ciudad de Caracas el 27 de junio de 2006.

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 del 2004.
- 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 de 2005.
- Asociación Venezolana de Hidrocarburos (2006), “Inversión, Desarrollo y Capital Nacional: La Cooperación entre los Sectores Públicos y Privados. Perspectivas Económicas 2006”, febrero, República de Venezuela.
- Bellorin, Karina (2006), “Responsabilidad Social de Petrozuata”, Febrero 2006.
- 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 (2004), “Reformas e inversión en la industria de hidrocarburos de América Latina”, CEPAL, Serie Recursos Naturales e Infraestructura 78, Santiago de Chile, Octubre del 2004.
- ___ (1998), “El régimen de contratación petrolera de América Latina en la década de los noventa”, CEPAL, Cuadernos de la CEPAL, Santiago de Chile, 1998.
- ___ (1996), “El Ajuste Petrolero: Políticas empresariales en América Latina de cara al 2000”, Desco, Lima-Perú.
- CEPAL (2005), “La Inversión Extranjera en América Latina y el Caribe, 2005”, Santiago de Chile.
- ___ (2005), “Anuario Estadístico de América Latina y el Caribe”, Santiago, Chile.

- ___ (2004), “La Inversión Extranjera en América Latina y el Caribe, 2004”, Santiago de Chile.
- ___ (2001), “La Inversión Extranjera en América Latina y el Caribe, 2001”, Santiago de Chile.
- Collins, Tom (2003), “NOC REFORM: Restructuring, Commercialization and Privatization”, National Oil Companies Current Roles and Future Prospects, May.
- Dávila Alveal, Enrique (2006), “ENAP: Soporte Energético y Estratégico para el País”, Cuenta Pública, Ex-Congreso Nacional, Jueves 11 de Mayo, 2006.
- 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 2005.
- ENAP (2001), “Memoria Anual 2001”.
- ___ (2002), “Memoria Anual 2002”.
- ___ (2003), “Memoria Anual 2003”.
- ___ (2004), “Memoria Anual 2004”.
- ___ (2005), “Memoria Anual 2005”.
- ___ (2005), “Reporte Social 2005”.
- ___ (2006), “Información Financiera”, <http://www.ENAP.cl/>
- Energy Information Administration (2006), “Brasil Country Analysis Brief”, www.eia.doe.gov.
- ___ (2006), “Chile Country Analysis Brief”, www.eia.doe.gov.
- ___ (2006), “México Country Analysis Brief”, www.eia.doe.gov.
- ___ (2006), “Venezuela Country Analysis Brief”, www.eia.doe.gov.
- Espinasa Ramón (2006), “Las Contradicciones de PDVSA: más petróleo a Estados Unidos y menos a América Latina”, Nueva Sociedad.
- ___ (2006), “El Auge y el Colapso de PDVSA a los Treinta Años de la Nacionalización”, Revista Venezolana de Economía y Ciencias Sociales, enero-abril, año/vol. 12, número 001, Universidad Central de Venezuela.
- Gabrielli de Azevedo, José Sergio (2004), “Plano Estratégico Petrobras 2015”, Petrobras, Rio de Janeiro – 19 de maio de 2004.
- ___ (2006), “Plano de Negócios 2007-2011”, Petrobras, 05 de Julho de 2006.
- Kochhar, Kalpana; Sam Ouliaris; and Hossein Samiei (2005), “What Hinders Investment in the Oil Sector?”, International Monetary Fund, Research Department, February.
- Law Society CPD Accredited (2004), “How to Manage the Evolving Relationship Between NOCs and IOCs Through Effective Production Sharing Agreements”
- Lucena, Amalia (2005), “Venezuela: Ley especial de endeudamiento”, República de Venezuela.
- 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.
- Marcel, Valerie (2006), “National oil companies: Who are they and where are they going?”, The Royal Institute of International Affairs, April.
- McPherson Charles (2003), “National Oil Companies Evolution, Issues, Outlook”, Senior Adviser Oil, Gas and Chemicals, World Bank Group.
- Niño Monró, Luis Eduardo (2006), “Capacidad Nacional para el Desarrollo de Ingeniería de Proyectos Mayores del Plan Refinación”, CAVECON-Cámara Venezolana de Empresas Consultoras.
- OPEP (2004), “Annual Statistic Bulletin”
- PDVSA (2000), “Faja del Orinoco Asociaciones Estratégicas: Venezuela Power Roundtable”, Caracas-Venezuela, Julio 200.
- ___ (2000), “Plan de Negocios 2000 – 2009”, República de Venezuela, Febrero 02 de 2000.
- ___ (2003), “Estructura Organizacional de Transición”, Proyecto de reestructuración de PDVSA, enero.
- ___ (2004), “Lineamientos del Plan de Negocios 2004-2009”, República de Venezuela.
- ___ (2005), “Planes Estratégicos de PDVSA”, República de Venezuela, agosto del 2005.
- ___ (2006), “Distritos Sociales para la Siembra Petrolera”, Serie Plena Soberanía Petrolera N° 5, marzo.
- ___ (2006), “Plan Siembra Petrolera 2006-2012”, Planes Estratégicos de Petróleos de Venezuela, marzo.
- PEMEX (2001), “Anuario Estadístico 2001”, México.
- ___ (2002), “Anuario Estadístico 2002”, México.
- ___ (2003), “Anuario Estadístico 2003”, México.

- ___ (2003), “Informe Anual 2003”, México.
- ___ (2003), “Informe Financiero 2003”, México.
- ___ (2004), “Anuario Estadístico 2004”, México.
- ___ (2004), “Informe Anual 2004”, México.
- ___ (2004), “Informe Financiero 2004”, México.
- ___ (2005), “Anuario Estadístico 2005”, México.
- ___ (2005), “Informe Anual 2005”, México.
- ___ (2005), “Informe Financiero 2005”, México.
- ___ (2006), “Anuario Estadístico 2006”, México.
- Perupetro (2004), “Estadística Petrolera 2004”, República del Perú.
- ___ (2005), “Estadística Petrolera 2005”, República del Perú.
- PETROBRAS (2004), “Análise Financeira e Demonstrações Contábeis”.
- ___ (2004), “Relatorio Anual”.
- ___ (2005), “Análise Financeira e Demonstrações Contábeis”.
- ___ (2005), “Relatorio Anual”.
- ___ (2006), “Plano de Negócios 2007-2011”, Rio de Janeiro, 30 de junho.
- Petróleo y Revolución (2006).
- Ruiz – Caro, Ariela (2006), “Cooperación e Integración Energética en América Latina y el Caribe”, CEPAL, Serie Recursos Naturales e Infraestructura 106, Santiago de Chile.
- Secretaría de Hacienda y Crédito Público (2006), “Informes sobre la Situación Económica, Las Finanzas Públicas y la Deuda Pública, México, D. F., a 30 de agosto.
- Secretaría de Hacienda y Crédito Público (2006), “Las Finanzas Públicas y la Deuda Pública a julio de 2006”, México, D. F., a 30 de agosto.
- 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.
- Torres, Yvette E. (2006), “The Mineral Industry of Venezuela”, March 2006.



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

121. La gestión de la industria de hidrocarburos con predominio del Estado, Humberto Campodónico. (LC/L.2688-P) No 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) No 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) No 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) No 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), No 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 (LC/L.2614-P), N° de venta S.06.II.G.139 (US\$ 10,00), septiembre de 2006.
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), No 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), No 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), No 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), No 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), No 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), No 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), No 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), No 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), No 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), N° 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:
