REPSOL YPF EN AMÉRICA LATINA

ESTRATEGIA Y RENTA PETROLERA EN ARGENTINA, BOLIVIA, ECUADOR, PERÚ Y VENEZUELA

Víctor Rodríguez Padilla
Judith Pérez

1a. Parte

REPSOL YPF EN AMÉRICA LATINA.
ESTRATEGIA Y RENTA PETROLERA EN ARGENTINA, BOLIVIA, ECUADOR, PERÚ Y VENEZUELA

Víctor Rodríguez-Padilla

Judith Pérez

Ciudad de México, marzo 2008

ÍNDICE

Introducción
1. Contexto económico y cambios en las condiciones de explotación petrolera
    1.1. Argentina
    1.2. Bolivia
    1.3. Ecuador
    1.4. Perú
    1.5. Venezuela
2. Evolución del régimen de contratación petrolera
    2.1. Argentina
    2.2. Bolivia
    2.3. Ecuador
    2.4. Perú
    2.5. Venezuela
3. Los países latinoamericanos en la estrategia de Repsol YPF
    3.1. Estrategia inicial basada en cuatro pilares
    3.2. Estrategia de Repsol YPFB en Argentina, Bolivia, Ecuador, Perú y Venezuela
4. Contratos otorgados a Repsol YPFB
    4.1. Bolivia
    4.2. Ecuador
    4.3. Perú
    4.4. Venezuela
5. Estimación de la rentabilidad obtenidas por Repsol YPF en sus contratos petroleros
6. Lo atractivo de la evasión fiscal para elevar la rentabilidad
7. Brecha entre lo que gana Repsol YPF y la “ganancia justa”
Bibliografía
Glosario
Unidades de conversión
Anexos
    1. Análisis económico financiero de contratos petroleros
    2. Tasa de actualización y tasa interna de retorno mínima
    3. Flujo de tesorería ex ante para un yacimiento prueba de 50 millones de barriles
    4. Modalidades de contratación petrolera

Abreviaturas

BM	Banco Mundial
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe (ONU)
CPI	Compañías petroleras internacionales
E&P	Exploración y producción
ENARSA	Energía Argentina S.A.
FMI	Fondo Monetario Internacional
GLP	Gas licuado del petróleo
GNL	Gas natural licuado (LNG por sus siglas en inglés)
IDH	Índice de Desarrollo Humano
ISR	Impuesto sobre la Renta
IVA	Impuesto al Valor Agregado
PDVSA	Petróleos de Venezuela
PIB	Producto Interno Bruto
PNB	Producto Nacional Bruto
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
TIR	Tasa interna de retorno
YPF	Yacimientos Petrolíferos Fiscales
YPFB	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos
bep	barriles equivalentes de petróleo
bepd	barriles equivalentes de petróleo diarios
Gpc	Giga pies cúbicos (miles de millones)
kb	Miles de barriles
kbep	Miles de barriles equivalentes de petróleo
mc ó m^3	Metros cúbicos
Mpc	Millones de pies cúbicos
Mmc	Millones de metros cúbicos
Mpcd	Millones de pies cúbicos diarios
MW	Mega Watt
pc ó p^3	Pies cúbicos
Tpc	Tera pies cúbicos (millones de millones)
k	Miles (10^3)
M	Millones (10^6)
G	Miles de millones (10^9)
T	Billones (10^{12})

NOTA. Cuando se reportan cantidades numéricas se utiliza un “punto” para separar decimales y una “coma” para distinguir miles.

INTRODUCCIÓN

Es frecuente que el interés de las economías industrializadas en mantener un clima de abundancia energética, así como la voluntad de las compañías petroleras internacionales (CPI) de controlar un lucrativo negocio enfrenten las necesidades reales de desarrollo de las naciones. El conflicto se recrudece cuando los gobiernos de los países en desarrollo se empeñan por compromisos, ideología o interés particular en atraer a cualquier precio inversión en las actividades de exploración y producción (E&P) de petróleo y gas natural. Cobrar muy pocos impuestos, dar grandes facilidades y mantener marcos legislativos, regulatorios e institucionales laxos, son una manera de interesar al capital pero no necesariamente para propiciar desarrollo.

La exploración y producción de petróleo y gas natural son actividades técnicamente complicadas intensivas en capital y sujetas a riesgo de no encontrar el recurso o encontrar pero en cantidades insuficientes para realizar una explotación comercial (riesgo geológico). Las firmas públicas o privadas dedicadas a esas tareas deben contar acceso a tecnología, capital de riesgo para la exploración,[1]/ acceso a fuentes de financiamiento para desarrollar los hallazgos, así como experiencia, y capacidad gerencial para administrar proyectos grandes y complejos. Cuando los gobiernos juzgan inconveniente o no están en posibilidades de realizar directamente las actividades de E&P recurren a las compañías petroleras internacionales. Estas aceptan la invitación o buscan ser invitadas si el potencial geológico es interesante y si consideran atrayentes las condiciones contractuales y fiscales propuestas. Las compañías hacen del planeta su campo de actividad. Buscan predios petroleros en todo el mundo para confeccionar un portafolio de proyectos. Aunque prefieren los de alta rentabilidad también aceptan proyectos modestos.

Los acuerdos a los que llegan países y firmas se plasman en un contrato conforme al marco jurídico establecido para tal efecto por los Estados nacionales. La historia del país juega un papel determinante en la determinación de dicho marco y de la modalidad contractual utilizada. En algunos casos, la intervención de los organismos internacionales de crédito juega también un papel muy importante. Existe una amplia variedad de contratos que traducen objetivos y situaciones diversas. Ahí se establecen las actividades a desarrollar, la manera de repartirse propiedad, facultades, responsabilidades, costos, riesgos y beneficios, así como mecanismos para solucionar controversias.

En la negociación de un contrato en general y el régimen fiscal en particular, cada una de las partes utiliza sus ventajas geológicas, geográficas, tecnológicas, económicas, financieras, políticas, diplomáticas y mediáticas, para detentar una posición de fuerza decisiva que le permita imponer sus condiciones. Esa posición de fuerza es evolutiva. Las partes se esfuerzan en todo momento por mejorar sus cartas y participar en las mejores condiciones en ese juego de poder. De ahí que un contrato petrolero no sean más que la expresión codificada de un equilibrio de fuerzas en un momento dado entre un país y una compañía, y que el contrato no dura más allá de lo que dura la correlación de fuerzas. El reparto de la renta petrolera

[1] Por “capital de riesgo” se entiende el dinero que se puede perder irremediablemente si los pozos resultan secos.

implícito en dicho contrato seguirá la misma suerte, dependerá de la evolución de la correlación de fuerzas. Un buen contrato para ambas partes será el resultado de un compromiso entre aceptabilidad política y eficiencia económica (aplicabilidad, equidad y neutralidad).

Los contratos entre compañías y países productores son complejos, frecuentemente con efectos profundos y duraderos. Las inversiones, los derechos de propiedad, la gestión del patrimonio geológico, el uso final de los hidrocarburos, el marco impositivo y la fijación de precios, son algunos aspectos determinantes en el momento de dilucidar cuál es la contribución de la industria petrolera al crecimiento económico de los países en desarrollo.

El objetivo general de este estudio es comparar los marcos contractuales en materia petrolera en Argentina, Bolivia, Ecuador, Perú y Venezuela. De manera específica se plantea, por una parte, analizar la manera como cada país ha articulado normativa y contratos para obtener ingresos provenientes de la explotación petrolera; por otra parte, estimar el beneficio razonable, por encima del cual la ganancia para las firmas internacionales es excesiva y daña la capacidad de desarrollo del país.

La investigación se concentra en las operaciones de Repsol YPF, en primer lugar, por ser la mayor empresa petrolera española y situarse entre las diez firmas más importantes del mundo en esa industria extractiva;[2]/ en segundo lugar, por haber hecho de América Latina su principal área de fortalecimiento y expansión fuera de Unión Europea. La renta petrolera que ha extraído de las antiguas colonias españolas, especialmente de Argentina, le ha permitido multiplicar negocios, extenderse e invertir en otras regiones del mundo. Y la compañía no quiere perder privilegios que de una u otra forma consiguió de países institucionalmente débiles. Repsol YPF se opone al regreso del nacionalismo petrolero y al cambio en los términos fiscales, y no ha dudado en acusar a los países del Cono Sur de “oportunismo económico”, dificultar los procesos de inversión, así como complicar una gestión “eficiente” de los recursos naturales que la firma española asegura realizar en beneficio de todo el mundo.[3]/ Cabe señalar que la firma ha estado en el centro de diversas investigaciones judiciales en la región acusada de daños al Estado, contrabando y evasión de impuestos, además de innumerables denuncias, formuladas por organismos no gubernamentales, de depredación ambiental y daños a las comunidades, especialmente indígenas.

Se analizan el caso de Perú por ser el primer país latinoamericano en firmar y poner en marcha la Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas; el de Bolivia por la trascendencia e importancia de los cambios regulatorios y fiscales ocurridos con la llegada del gobierno popular de Evo Morales; el de Ecuador por la relevancia que la industria petrolera tiene en su economía, al contribuir con el 12% a los ingresos del Estado y con el 40% a las exportaciones; Argentina por ser el país latinoamericano en el que Repsol YPF ha

[2] La distribución y orientación del ingreso petrolero es un aspecto básico en los esfuerzos encaminados a reducir la pobreza y desigualdad, sin embargo, su inclusión en esta investigación desbordaría sus objetivos. Tampoco se tratan aspectos profusamente abordados como la problemática ambiental de la explotación petrolera, las políticas de participación de los pueblos indígenas, y los impactos macroeconómicos.

[3] Declaraciones de Antonio Merino, economista jefe de la petrolera hispana, en la conferencia anual del Club de Madrid, que debate de jueves a sábado sobre 'Energía y liderazgo democráticos, el 19 de octubre de 2006. http://www.prodigy.msn.com/dinero/feed/?NoteID={C5FCAC4C-ACEE-41C6-ABA8-9C026212D2CB}

realizado las mayores inversiones y del que obtiene casi 50% de la producción que comercializa; finalmente Venezuela, por ser el segundo productor de petróleo de Latinoamérica y ejemplo de política petrolera para otros países de la región.

Debemos reconocer que la muestra de países es heterogénea, lo cual se aprecia de los datos siguientes:

2005	**Argentina**	**Bolivia**	**Ecuador**	**Perú**	**Venezuela**
PIB per capita (dólares de 2000)	7825	1024	1527	2341	4810
Gasto social per cápita (dólares de 2000)	1521	190	96	208	562
Pobreza (% de la población)	21	64	48	49	30
Reservas probadas de petróleo (miles de millones de barriles)	2.0	ns	4.9	1.1	80.0
Reservas probadas de gas natural (miles de millones de m^3)	439	740	ns	334	4315

En el plano de los recursos naturales Ecuador tiene vocación petrolera, en cambio Bolivia, Argentina y Perú tienen una base de recursos inclinada hacia el gas natural. Venezuela es un caso aparte por su enorme potencial en ambos minerales. En la esfera económica, Bolivia, Ecuador y Venezuela son altamente dependientes de los ingresos por hidrocarburos, en cambio para Argentina y Perú son sustancialmente menos relevantes. En el plano del desarrollo, Argentina va muy adelante, en cambio Venezuela y Perú son países de desarrollo medio, y Ecuador y Bolivia se debaten en la pobreza, sobre todo este último. En la esfera internacional, Venezuela y Ecuador son parte de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Esas características influyen de una u otra manera en la dureza del régimen fiscal petrolero y en la negociación de los contratos con las compañías internacionales.

El documento se divide en siete capítulos. En el primero se presenta, para cada uno de los países bajo estudio, el contexto económico y las condiciones de explotación petrolera durante los últimos 25 años. En el segundo se presenta la evolución del marco jurídico, contractual y fiscal de acuerdo a los cambios económicos y políticos más relevantes ocurridos en esos países. En el tercero, se ubica la importancia que tienen esos países en la estrategia de Repsol YPF. En el cuarto capítulo se analizan algunos de los contratos otorgado a la firma española, lo cual permitirá, en el quinto capítulo, analizar los resultados económicos que arrojan dichos contratos cuando se aplican a un yacimiento prueba diseñado para tal efecto; se trata de una técnica similar a la que utilizan las compañías petroleras internacionales para comparar el comportamiento *ex ante* y *ex post* (antes y después de impuestos), de diversas opciones de inversión. Para complementar el análisis de los contratos, en el capítulo seis, se analiza el impacto que tendría la eliminación o evasión del impuesto sobre la renta sobre la rentabilidad esperada por Repsol YPF. Finalmente, en el capítulo siete se proponen algunas definiciones de ganancia justa y se estima la brecha con respecto a los resultados económicos que dichos contratos le permiten a la firma española.

I. CONTEXTO ECONÓMICO Y CAMBIOS EN LAS CONDICIONES DE EXPLOTACIÓN PETROLERA

A principios de los setenta, América Latina se ve favorecida por una gran afluencia de recursos provenientes de los países industrializados, esta bonanza se traduce en un fuerte incremento de la deuda, que posteriormente favorecería la aplicación de una serie de reformas y ajustes estructurales en sus economías.

Los problemas de la deuda fueron un detonante de la crisis en la mayor parte de los países latinoamericanos; al creciente endeudamiento, se sumó la caída en los precios de los productos primarios y el alza de las tasas de interés internacionales, dando paso a los déficit comerciales que tuvieron que enfrentar los países; como la mayoría de los préstamos se habían contratado a tasas de interés flotantes y, cada vez más, a corto plazo, se crearon las condiciones para la crisis de la deuda que comenzó con la moratoria de México en agosto de 1982.

A la crisis se sumaría el agotamiento de los préstamos de capital privado, y la aparición de las instituciones internacionales como el Fondo Monetario Internacional, FMI y el Banco Mundial, BM, que empiezan a asumir un papel cada vez más importante en el financiamiento internacional[4]; estas instituciones comenzaron a insistir en las políticas de ajuste estructural (mayor apertura y desregulación económica); ahora sus préstamos y financiamientos estarían cada vez más condicionados a la aplicación de estas medidas. Las reformas también las impulsarían los cambios en países industrializados como Estados Unidos e Inglaterra, con Ronald Reagan y Margareth Thacher a la cabeza, la caída de la Unión Soviética y el comunismo en Europa central y oriental.

El contenido de las cinco reformas básicas que se aplicaron en la región[5] fue el siguiente: (a) La liberalización de las importaciones (se eliminaron las cuotas a las importaciones que se aplicaban a los productos agrícolas e industriales, y se rebajaron los aranceles); (b) La liberalización del sistema financiero nacional (se liberalizaron las tasas de interés, la rebaja de las reservas obligatorias (encaje bancario), la limitación o eliminación del crédito dirigido y la privatización o cierre de los bancos estatales); (c) La apertura de la cuenta de capital de la balanza de pagos (se eliminaron los controles cambiarios y las restricciones a la inversión extranjera directa, los objetivos fueron desregular el monto de divisas que podían sacarse de un país, y evitar el pago de divisas a precios por debajo del mercado, así como las limitaciones para la inversión extranjera y la repatriación de capitales); (d) La privatización (se vendieron las empresas estatales al sector privado, ya fuera nacional o extranjero); (e) La reforma tributaria (se rebajaron los impuestos al comercio, a las exportaciones, y a las tasas aplicadas a las personas y a las empresas; se instituyó o se aumentó el Impuesto al Valor Agregado (IVA).

[4] Véase: Pérez, 2009
[5] Véase: Peres y Stalling, 2000

I.1 Argentina

Sus 38,6 millones de habitantes representan el 7% de la población total de América Latina; considerado uno de los países de mayor desarrollo de la región, ocupa el lugar 36 en el Índice de Desarrollo Humano del PNUD, el primero de los latinoamericanos entre los países de desarrollo alto. La población urbana representa más del 90% del total, de la cual el 53% de los mayores de diez años participa en la actividad económica del país. El Producto Interno Bruto (PIB) asciende a 313,7 millones de dólares, con un ingreso por habitante de 8,130 dólares, uno de los más altos de la región (véase el cuadro I).

Crisis, reestructuración y privatización

La década de los setenta fue la antesala a los desajustes económicos y políticos que colocaron a Argentina en una situación altamente vulnerable ante las exigencias de los prestatarios y los organismos internacionales. Hacia mediados de los ochenta, Alfonsín negocia con el FMI los planes Austral (1985) y Primavera (1988) para recuperar la economía del país. Los resultados fueron congelamiento salarial para los empleados del sector público, reducciones en el gasto público, inflación que crecía al 1% diario; en la siguiente administración se consolida el ajuste con la reforma del Estado y la liberalización económica.

Menem (1989 – 1999) inicia su periodo con inflaciones del 5 000% anual, un creciente endeudamiento[6], pérdida del poder adquisitivo de los salarios y una situación de crisis social con saqueos a supermercados, enfrentamientos y muertos. Sus principales medidas fueron el plan de Convertibilidad que daba la paridad del peso con el dólar, las privatizaciones del sector energético, y una reforma constitucional que le permitiría su reelección. Su segundo periodo lo inicia en 1995, y ya para 1998 eran crecientes las denuncias de corrupción, la desocupación y la recesión económica. Durante los dos mandatos de Menem se consolidaría la inversión privada en la industria argentina de los hidrocarburos que se concreta con la venta de la compañía estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales, YPF, a fines de la década de los noventa.

La presencia de la empresa española se inició en el año de 1998 con un porcentaje pequeño de acciones (5.01%) de la empresa estatal; y a muy poco tiempo de concluir su mandato, enero de 1999, el gobierno de Menem abre la puerta para la monopolización de la explotación petrolera en Argentina con el beneplácito en las transacciones, primero del 14.99% del 20% que poseía YPF SA, y segundo, cuando en junio del mismo año Repsol obtiene acciones por un valor de 13,000 millones de dólares y pasa a controlar la casi totalidad el paquete accionario de YPF SA[7] La composición de las acciones quedó de la siguiente manera: Estado nacional (acción de oro), estados provinciales (0.00), personal de la empresa (0.40%), sistema previsional (0.00), Repsol (98.23%), resto del sector privado (1.37%).

---

[6] La evolución de la deuda externa en Argentina se puede detallar en http://www.lavision.com.ar/ocio/interes/a_info_ert1.htm

[7] De Dicco, Ricardo A., Principales características del programa de privatización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales y su impacto sobre la oferta primaria de hidrocarburos, IDICSO, Universidad del Salvador, Argentina, 2004

En diciembre de 1999 asciende al poder Fernando de la Rúa, quien inicia renegociaciones de la deuda y el ajuste fiscal; el denominado "corralito" que impedía el retiro de depósitos bancarios, y las acusaciones al ejecutivo de sobornos al Senado, por parte del FMI, para aprobar la ley de reforma laboral que eliminaba los derechos a los trabajadores, representaron el fin de su mandato en diciembre del 2001 (lo sucedieron dos presidentes, y finalmente en 2003 ganó las elecciones Néstor Kirchner). En octubre de 2002 más de la mitad de la población podía caracterizarse como pobre y 18% de la población activa se encontraba desocupada, mientras que un 6% más de ella trabajaba en planes de empleo de emergencia, especialmente, en el Plan Jefes y Jefas de Hogar (PJJHD).

En el siguiente cuadro se pueden observar los principales indicadores económicos y sociales de Argentina en un periodo que comprende 15 años de reformas. Se observa como el desempleo es uno de los más afectados, así como el endeudamiento público que en este periodo se duplica. A fines del año 2005 Argentina cancela en un solo pago su deuda ($9,810 millones de dólares) con el FMI en un hecho sin precedentes en América Latina.[8] En este mismo año, es notoria la recuperación, su economía crece el 9%.

Cuadro 1. Argentina, indicadores sociales y económicos

	1990	1995	2000	2005
Indicadores Sociales				
Población total (millones de personas)	32.581	34.779	36.784	38.592
Población urbana (porcentaje)	86.9	87.4	98.6	91.8
Analfabetismo (15 y más años de edad)	4.3	3.7	3.2	2.8
Tasa de mortalidad infantil (por cada mil habitantes)	24.3	21.8	15.0	13.4
IDH (Índice de Desarrollo Humano)	0.813	0.835	0.860	0.863
Gasto público social (% del PIB)	19.3	21.1	21.8	19.4
Gasto público en educación (% del PIB)	3.6	4.2	5.1	4.5
Gasto público en salud (% del PIB)	4.3	4.9	5.0	4.4
Pobreza (porcentaje de la población) 1/	21.2	ND	45.4	21
Indigencia (porcentaje de la población) 2/	5.2	ND	20.9	7.2
Indicadores Económicos				
PIB total (millones de dólares de 2000)	190,034	250,383	284,346	313,783
PIB por habitante	5,824	7,199	7,730	8,131
Tasa de variación anual del PIB	-1.8	-2.8	-0.8	9.2
Inversión extranjera directa (millones de dólares)	1,836	4,112	9,517	3,579
Deuda externa pública (millones de dólares)	62,233	101,462	155,015	113,518
Deuda externa como % del PIB	34.5	39.3	54.5	62.0
Exportaciones totales de bienes y servicios (mdd)	20,402	24,987	31,276	46,343

Notas.- 1/ Las cifras reportada para el año 2000 corresponden al año 2002. 2. Las cifras reportadas para 2005 corresponden al año 2006. ND. No Disponible

Fuente: Anuarios Estadísticos de la CEPAL 2006, 2005 y 2004; OLADE, Informe 2004; PNUD, Human Development Report, 2006, CEPAL, Panorama Social 2007

[8] Véase : http://www.clarin.com/diario/2005/12/15/um/m-01108325.htm

Los hidrocarburos: el "ajuste legal" y el regreso del Estado

Durante la década de los setenta se transfirieron derechos para la explotación de los hidrocarburos a los privados, sin embargo la propiedad de los recursos continuaba siendo del Estado; las reformas de los noventas modificaron las condiciones jurídicas para regresar la propiedad de los hidrocarburos a las compañías privadas, y cancelar los derechos de asociación con titulares de permisos o concesiones que había adquirido la empresa estatal YPF en el marco del Plan Houston; es así como la española Repsol adquiere la totalidad de los derechos de la estatal hacia fines de los noventa. Sin embargo, los efectos de la crisis económica y social de principios del 2000 regresan el control de Estado a la producción de los hidrocarburos, pero con facultades de asociación con el sector privado.

Para paliar los efectos de la crisis económica y alentar a las compañías en el sector energético a abastecer el mercado nacional, se reestablecieron gravámenes a la exportación de hidrocarburos en diciembre de 2002, en el marco de la Ley de Emergencia Publica y Reforma del Régimen Cambiario (Ley 25.561).[9] Para el petróleo crudo se fijó una retención o derecho del 20% sobre valor en boca del pozo. Dos años después, en mayo de 2003, se fijó una retención de 20% para el gas natural. En mayo de 2004 la alícuota para el petróleo crudo se elevó a 25% pero luego se cambió por una tasa variable de entre 20 y 45% dependiendo de la cotización del mercado de relevancia. Como resultado, el efecto combinado de retención y regalía resulta ser de entre 32 y 43% para el crudo y 28.7% para el gas natural.[10]

En 2004, la administración de Néstor Kirchner creó Energía Argentina S.A (ENARSA), empresa mixta (65% estatal y 35% privado) con la intención de retomar actividades otrora a cargo de YPF. A través de esa empresa el Estado nacional ejerce los derechos de propiedad sobre los hidrocarburos de la plataforma continental. En esa dirección, suscribió Acuerdos Estratégicos y ha conformado consorcios en el 2006, para exploración, desarrollo y producción costas afuera.[11] La Ley 26197 de enero de 2007 ordenó plasmar en la legislación la propiedad de los yacimientos por parte del Estado nacional y los Estados provinciales, según el ámbito territorial, así como la transferencia de todos los permisos y concesiones respetando lo establecido en los títulos respectivos en materia de regalías.

La industria petrolera

Considerado el tercer productor de petróleo en Sudamérica, después de Venezuela y Brasil, Argentina produjo 716 millones de barriles en 2006.[12]/ La producción se repartió entre el mercado interno (62%) y la exportación a Chile y Brasil (38%). También se cuenta entre los principales productores de gas natural, con un total de 46 mil millones de metros cúbicos. Esta producción le generó a las provincias argentinas durante el 2006 regalías cercanas a los

---

[9] Se estableció que, en ningún caso, el derecho a la exportación de hidrocarburos podría disminuir el valor boca de pozo, para el cálculo y pago de regalías a las provincias productoras.

[10] Roccaro Isabel y Fernández Edgardo, "Aspectos Tributarios del sector hidrocarburos. El caso argentino", CEPAL, ILPEs, en:
http://www.eclac.org/ilpes/noticias/paginas/2/27472/Cepal%202007_Roccaro%20Fernandez.ppt

[11] Se trata del Acuerdo para las Áreas E1 (ENARSA, YPF, Petrobrás Energía y Petrouruguay) y E2 (ENARSA, Sipetrol Argentina e YPF)

[12] Véase: BP, "The Statistical Review of World Energy 2007". Referencia Internet en bibliografía.

1,129 millones de dólares por concepto de petróleo, 274 millones por el gas natural y 5.5 millones por el gas LP.

El petróleo crudo y los productos derivados del petróleo se encuentran entre sus principales productos de exportación, el primero 6.2% en el año 2005, y los segundos 6.9% en el mismo año. Considerando el PIB del 2005 en 313 mil millones de dólares, las exportaciones de petróleo crudo representaron el 0.36%, es decir 1,225 millones de dólares, y las de los productos derivados el 0.43%, con un total de 1,363 millones de dólares. En materia de exportaciones, de las totales en el 2005 (46,342 mil millones de dólares), aproximadamente tres mil millones de dólares ingresaron por cada concepto.

Cuadro 2. Argentina, indicadores de la industria del petróleo

	1995	**2003**	**2004**	**2005**
Reservas de petróleo (millones de barriles)	2,386	3,259	2,320	2,300
Producción de petróleo (millones de barriles)	262	270	254	241
Exportaciones de petróleo (millones de barriles)	102	84	64	55
Alcance de las reservas de petróleo (años)	9.1	12.1	9.1	8.7
Reservas de gas natural (Gm^3)	620	610	550	444
Producción de gas natural (Gm^3)	25	41	45	46
Consumo de gas natural (Gm^3)	27	35	38	40
Alcance de las reservas de petróleo (años)	24.8	14.9	12.2	9.7

Fuente: Anuarios Estadísticos de la CEPAL 2006, 2005 y 2004; OLADE, Informe 2004. BP, The Statistical Review of World Energy 2007.

La mayor parte de su producción gasífera la exporta a Chile, y a la vez surte la parte norte de su territorio con gas procedente de Bolivia. Entre Argentina y sus vecinos, Chile, Brasil, Uruguay y Bolivia se encuentran la red de oleoductos y gasoductos más grande de Sudamérica. Los incrementos en el consumo interno del gas (30 a 42 Gm^3 entre 2002 y 2006) han reducido e incluso detenido sus exportaciones en algunos momentos.

En materia de crudo, como la producción superó los nuevos descubrimientos, las reservas de petróleo bajaron en cerca de mil millones de barriles entre el 2003 y el 2004, lo cual redujo su alcance de 12 a 9 años. A finales de 2006 se situaron en 2 mil millones de barriles y una vida media de 7.5 años. Las reservas probadas de gas natural llegaron a 420 mil Mmc que alcanzarían para 9 años al ritmo de producción de ese año.

Las instituciones que participan en la conducción de la industria de los hidrocarburos son, por una parte, la Secretaría de Energía, encargada de la elaboración de la política nacional en materia de energía y, por la otra, los organismos reguladores, a saber, el Ente Regulador de la Electricidad (ENRE) y el Ente Regulador del Gas (ENARGAS), encargados de regular, fiscalizar y supervisar los aspectos relativos al mercado, distribución, suministro, tarifas y precios, en su respectivo sector. La exploración y explotación de los recursos se hace por el sector privado mediante permisos y concesiones otorgadas por el gobierno, y a partir del 2006, por intermedio de ENARSA, empresa estatal que participa en las actividades de exploración, desarrollo y producción.

I.2 Bolivia

En Bolivia se encuentra el mayor porcentaje de población indígena en Latinoamérica; sus casi 9 millones y medio de habitantes representan el 1.7% del total de la región. La economía boliviana es una de las más pequeñas y altamente dependiente de los recursos energéticos, principalmente el gas. Su PIB es de 9,742 mil millones en el año 2005, con un promedio de 1,033 dólares por habitante. Para el PNUD, Bolivia es un país de nivel de desarrollo medio, y para el 2004 ocupa el lugar 115 (IDH), el último entre los países de la región que se ubican en este segmento, sin embargo, es uno de los de mayor crecimiento, pues entre 1990 y 2004 el IDH se incrementó de 0.605 a 0.692 puntos (véase el cuadro 3).

Crisis, reestructuración y privatización

Quizá uno de los periodos de mayor inestabilidad en la vida republicana de Bolivia fue el comprendido entre los años de 1978 y 1982, con una sucesión de nueve presidentes, en cuatro años y medio, siete de facto y solo dos constitucionales[13]; los gobiernos militares finalizaron sus periodos con fuertes crisis de endeudamiento, inflación y devaluaciones de la moneda, crisis que los obliga a convocar elecciones del Congreso y regresar el poder a los gobiernos civiles.

Con el regreso de la democracia a Bolivia durante los ochenta, se inicia el periodo de reformas estructurales; en los primeros años se profundiza la crisis, caída de la producción en un 40%, descensos en las exportaciones, las reservas, el PIB y la inflación que alcanza 8, 767 % en 1985[14]. En los siguientes años se implementó la Nueva Política Económica, con la cual se aplicaría el ajuste en los gastos y la estructura gubernamental, la flexibilización de los precios, las tasas de interés, y el tipo de cambio[15]. Una vez lograda la estabilidad, Bolivia se encamina hacia el crecimiento con una nueva serie de políticas. En 1989 Jaime Paz llega a la presidencia, y logra mantener la estabilidad, además logra un crecimiento promedio del PIB de 3.4%; la estructura de las exportaciones se modifica, pasa de los minerales (estaño, zinc, tungsteno, plomo y plata), al gas, y ya en los noventa, a las no tradicionales como la soya y la madera[16]. Las privatizaciones se anunciaron pero vendrían hasta el siguiente periodo.

En su programa, Lozada establece "la capitalización" como uno de sus pilares fundamentales; ésta implicó la venta del 50 % de las acciones de las seis principales empresas del Estado, YPFB (Petróleo), ENFE (ferrocarriles), ENDE (electricidad), ENAF (fundiciones), ENTEL (telecomunicaciones) y LAB (línea aérea). El 50% de los ingresos logrados fue de 1,671 millones de dólares, el otro 50% se destinó a inversión social directa, en la forma de acciones para todos los bolivianos mayores de 21 años en 1995, y un bono anual para los mayores de 65 años[17]; las leyes que acompañaron estas medidas fueron la Ley de Inversiones que establece condiciones en favor de la inversión extranjera, la Ley de

[13] Véase: http://www.presidencia.gov.bo/Presidentes_Bolivia/pr_Bolivia5.htm
[14] Véase: Gisbert, 2001
[15] Véase: Chávez, 1991
[16] Véase: Antelo, 2000
[17] Véase: Gisbert, 2001

Hidrocarburos y el Código de Minería, que permitían la participación del sector privado nacional y extranjero, y la Ley de Privatizaciones. En materia de inversiones, uno de los proyectos más importantes fue la construcción de un gasoducto entre Bolivia y Brasil para suministrar gas a los mercados de Sao Paulo y Porto Alegre. Esta inversión demandó 550 millones de dólares del lado Boliviano[18].

Durante 15 años de reformas, los indicadores sociales y económicos en Bolivia muestran mejorías en áreas como el analfabetismo, la tasa de mortalidad infantil, también los incrementos del gasto social, principalmente en salud, sin embargo, vemos como aumenta la tasa de desempleo urbana, así como la pobreza del 60% en el 2003 al 63.9% en el 2003, como se puede apreciar en el cuadro siguiente. Esta pobreza extrema se agudiza en las zonas rurales y entre los pueblos indígenas, propiciando los levantamientos de la población que inciden definitivamente en los cambios de rumbo que tomaría el país a partir del año 2005.

Cuadro 3. Bolivia, indicadores sociales y económicos

	1990	1995	2000	2005
Indicadores Sociales				
Población total (millones de personas)	6.669	7.482	8.428	9.427
Población urbana (porcentaje)	55.6	59.2	61.8	64.2
Analfabetismo (15 y más años de edad)	21.9	17.9	14.6	11.7
Tasa de mortalidad infantil (por cada mil habitantes)	75.1	66.7	55.6	45.6
IDH (Índice de Desarrollo Humano)	0.605	0.637	0.675	0.692
Gasto público social (% del PIB)	ND	12.4	18.0	18.6
Gasto público en educación (% del PIB)	ND	5.3	6.7	7.3
Gasto público en salud (% del PIB)	ND	3.1	3.6	3.5
Pobreza (porcentaje de la población) 1/			60.6	63.9
Indigencia (porcentaje de la población) 2/			36.4	34.7
Indicadores Económicos				
PIB total (millones de dólares de 2000)	5,801	7,091	8,398	9,742
PIB por habitante	870	948	996	1,033
Tasa de variación anual del PIB	4.6	4.7	2.5	4.1
Inversión extranjera directa (millones de dólares)	26.1	390.7	733.6	(-) 279.6
Deuda externa pública (millones de dólares)	3,628	4,782	4,460	4,942
Deuda externa como % del PIB	66.2	71.2	53.1	52.9
Exportaciones totales de bienes y servicios (mdd)	977	1,234	1,470	3,280

Notas.- 1/ Las cifras reportada para el año 2000 corresponden al año 1999. 2. Las cifras reportadas para 2005 corresponden al año 2004. ND. No Disponible

Fuente: Anuarios Estadísticos de la CEPAL 2006, 2005 y 2004; OLADE, Informe 2004; PNUD, Human Development Report, 2006, CEPAL, Panorama Social 2007

Las medidas de Banzer, 1999 - 2002, estarían más enfocados hacia los problemas sociales y/o los resultados esperados de las reformas como la equidad, la igualdad, la justicia, la lucha contra la pobreza, y no hacia los tradicionales de estabilización económica, desregulación, privatización y promoción de las exportaciones. Sin embargo, a partir del año 2000 las huelgas, cortes de carreteras y enfrentamientos con fuerzas militares (principalmente en los departamentos de La Paz, Cochabamba y Santa Cruz)[19] causadas por la extrema pobreza del

[18] Véase: Antelo, 2000

[19] Véase: http://es.encarta.msn.com/encyclopedia_761585725/Hugo_Banzer.html

sector indígena, acabarían con su gobierno un año antes. Entre los años 2002y 2006, Bolivia tuvo cuatro presidentes[20]; se llevó a cabo una asamblea constituyente en el año 2006, año en que el indígena Evo Morales asume la presidencia; en la actualidad Bolivia se encuentra en un proceso de nacionalización de la industria del gas, y en un proceso de renovación constitucional.

Los hidrocarburos: el "ajuste legal" y el regreso del Estado

La protesta social llevó al país a una crisis de gobernabilidad que afectaría la estructura vigente de la industria de los hidrocarburos; la normatividad de los años 70 fue modificada durante el periodo de aplicación de las reformas, aprobándose la participación del sector privado a través de contratos de asociación. Hacia mediados de los noventa se dividió a la estatal YPFB en cuatro empresas[21], y a pesar de conservar la propiedad de los yacimientos, se le niega la participación en actividades de exploración y producción. Es decir, se le otorga los privados, en boca del pozo, la propiedad del petróleo extraído. Después de las fuertes movilizaciones sociales, la situación cambiaría.

En 2005 se promulgó una ley de hidrocarburos,[22] que estableció la migración obligatoria de los contratos de riesgo al régimen fiscal previsto por la nueva legislación. La suma de regalías y participaciones podría implicar una carga impositiva superior al 50% del valor de la producción. Se prevé la refundación de YPFB con facultades para participar nuevamente y de manera directa en toda la cadena productiva.

El 1 de mayo del 2006, el presidente Evo Morales expidió el Decreto de Nacionalización,[23] que recupera para el Estado propiedad, posesión y control total y absoluto de los recursos hidrocarburíferos del país. De igual modo, toma el control y la dirección de la producción, transporte, refinación, almacenaje, distribución, comercialización e industrialización de hidrocarburos en el país. En adelante las empresas petroleras están obligadas a entregar toda la producción de hidrocarburos y migrar sus contratos hacia otros que sí cumplan condiciones y requisitos legales y constitucionales. De igual modo, se establece un sistema tributario transitorio de 180 días.

La industria petrolera

Bolivia es uno de los principales productores de gas natural en América Latina. Sus grandes reservas lo ubican como el segundo, después de Venezuela. En el 2006, éstas alcanzaron los 740 mil Mmc; el 85% se encuentran en el departamento de Tarija, seguido por Santa Cruz (10.6%) y Cochabamba (2.5%). Con una producción de 11 mil Mmc se ubicó en el cuarto lugar entre los países sudamericanos. La producción de petróleo crudo es modesta, pero le proporciona autosuficiencia en materia de consumo y un pequeño excedente exportable; las

[20] Véase: Fara, 2005
[21] Andina (YPF-Perez Companac-Pluspetrol), Chaco (Amoco) y Transredes (Enron-Shell). El 50% del paquete accionario se asignó a los trabajadores de YPFB (2%), así como a ciudadanos bolivianos, quedando la administración de las acciones bajo responsabilidad de las Administradoras de Fondos de Pensión.
[22] Ley 3058
[23] Decreto 28701

reservas sumaron 1,100 millones de barriles en 2005 que se agotarían en 32 años al ritmo de producción de ese año.

En el 2005, la producción de petróleo y gas le proporcionó ingresos al Estado por un total de 594 millones de dólares; y en el 2006 las regalías para los departamentos productores fueron de 288 millones de dólares. Estas actividades económicas pasaron de representar el 1.4% en el año 1995 al 7.9% en el año 2005.

Para el sector externo, en el 2005, las exportaciones de gas representaron el 35% y las de petróleo crudo el 11%. Estos dos productos comprenden más del 45%, del 80% entre los diez principales productos de exportación. La participación en el PIB total del país (9,742 millones de dólares) fue del 0.80% para el gas natural (782 millones de dólares) y de 0.25% (246 millones de dólares) para el petróleo crudo. Las compañías internacionales que monopolizan la producción de gas en Bolivia son Petrobrás y Repsol YPF; sus exportaciones se dirigen principalmente hacia los mercados de Brasil y de Argentina. A mediados del 2005 las exportaciones hacia Brasil ascendían a 900 millones de pies cúbicos, mientras que hacia Argentina se exportaban cerca de 200 millones. Algunos de los indicadores para esta industria se pueden apreciar en el cuadro 4.

Cuadro 4. Bolivia, indicadores de la industria del petróleo

	1995	2003	2004	2005
Reservas de petróleo (millones de barriles)	120	486	462	440
Producción de petróleo (millones de barriles)	11.3	12.2	14.2	15.4
Alcance de las reservas de petróleo (años)	10.6	39.9	32.5	28.6
Reservas de gas (Gm^3)	130	780	760	740
Producción de gas (Gm^3)	3.2	6.4	8.5	10.4
Alcance de las reservas de gas (años)	40	122	89	71

Fuente: Anuarios Estadísticos de la CEPAL 2006, 2005 y 2004; OLADE, Informe 2004. BP, The Statistical Review of World Energy 2007.

La estructura institucional está integrada por el Ministerio de Hidrocarburos encargado del diseño de la política estatal en materia de energía: formula, evalúa, controla, norma, fiscaliza y dirige la industria petrolera. La regulación, el control y la supervisón de las actividades en materia de energía quedan sujetas al Sistema de Regulación Sectorial, SIRESE, que cuenta con las superintendencias de hidrocarburos y de electricidad. La empresa petrolera nacional es Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, YPFB, que hasta antes de la nacionalización de mayo de 2006 no tenía actividades de exploración y explotación y, por ley, solo se encargaba de administrar los contratos de riesgo compartido que tenía el Estado con las petroleras. A partir 2007, con la aprobación de los nuevos contratos por el Congreso, funciona como socio de las compañías en los proyectos de E&P.

I.3 Ecuador

Ecuador representa el 2.4% de la población total de América Latina, con un total de 13.2 millones de habitantes. El porcentaje de población urbana es de 63%, y la tasa de participación en la actividad económica entre los mayores de diez años de edad es del 53%. El PIB para el año 2005 fue de 20 486 millones de dólares, con una distribución por habitante de 1,550 dólares. De acuerdo con el PNUD, Ecuador es un país de desarrollo medio, en su clasificación del IDH, lo ubica en el lugar 83, uno de los últimos entre los sudamericanos (véase el cuadro 5).

Crisis, reestructuración y privatización

La crisis de la deuda de 1982 fue el comienzo de los programas de ajuste y de estabilización en el Ecuador convenidos con el FMI. La inflación, que hasta inicios de la década se había mantenido alrededor del 12%, llegó en 1989 al 100%. Muchas empresas estuvieron al borde de la quiebra. El déficit del sector público llevó a la eliminación de los subsidios, controles en el tipo de cambio, cuotas a las importaciones y devaluaciones de la moneda.

En esta década se produjeron los ajustes necesarios para reducir los gastos del gobierno, con reestructuraciones y aumentos mínimos en los salarios, así mismo se introdujo una reforma tributaria que generó impuestos al consumo y eliminó los incentivos para los sectores productivos (excepto agricultura).[24] El segundo momento en las reformas se caracterizó por los desajustes externos, reducción en los ingresos provenientes de las exportaciones y la suspensión de las exportaciones por accidentes en el oleoducto trasandino. A nivel interno se dejó al mercado la regulación de los precios, las tasas de interés, y el valor del dólar, también se iniciaría el proceso de apertura con la reducción y unificación en los aranceles al comercio exterior.

Durante los noventas, los ecuatorianos aplicarían las reformas más contundentes para modificar definitivamente el papel del Estado en la economía, la reforma financiera, la reforma del Estado y la reforma comercial[25]. La desregulación financiera significó eliminar los "controles" que el Estado ejercía sobre la inversión privada, y la circulación de bienes y capitales en el país; para ello estimularon la inversión y la liberación de las inversiones extranjeras y domésticas. La reforma del Estado proporcionó los elementos para trasladar los activos del sector público al sector privado e iniciar la reducción en el aparato estatal; y con la reforma comercial la profundización en los alcances de la liberalización y la apertura externa.

El último presidente que logró concluir su mandato regular durante los noventa fue Alfonso Durán Ballén (1992-1996); en este periodo se pretendió aumentar la participación del sector privado en telecomunicaciones, hidrocarburos y electricidad, mediante el otorgamiento de concesiones y venta de activos. El gobierno inició el proceso de preparación de activos de EMETEL e INECEL, y las reformas de las leyes de telecomunicaciones y del sector

[24] Véase: http://www.explored.com.ec/ecuador/prescons.htm

[25] Naranjo, B., Mariana, "Aproximación a Impactos de las Políticas de Estabilización y Ajuste Estructural Aplicadas en el Ecuador: 1982-1998". Véase: http://www.saprin.org/ecuador/research/mnaranjo.pdf

eléctrico. Sin embargo, la protesta social no permitió que se avanzara, y tan solo algunas empresas financieras del sector público empezaron el proceso de venta de acciones en plantas de cemento, hoteles, servicios financieros y otras industrias. A partir de la segunda mitad de la década, la crisis política y social forzó la salida de los presidentes en turno; uno de los detonantes de los levantamientos sociales fue la reforma constitucional que avalaba la propiedad privada de los hidrocarburos por parte de las compañías y eliminaba la exclusividad del Estado; a PETROECUADOR se le quitaron áreas en explotación para entregarlas a las compañías mediante Contratos de Exploración y Explotación de Campos de Producción Marginal.[26]

Los últimos diez años de inconformidad del pueblo ecuatoriano con sus gobernantes son el resultado del deterioro en el nivel de vida de la mayoría de la población. Este deterioro lo muestran los indicadores económicos y sociales en los 15 años que se registran en el cuadro. La tasa de desempleo abierto en las ciudades sube de alrededor del 6% a finales de los ochenta, al 14,4% en 1999; mientras que los gastos en salud y educación van en descenso; a esto se suma la flexibilización laboral y la dramática caída de los salarios reales; el aumento del empleo informal, el aumento de la desigualdad en la distribución

Cuadro 5. Ecuador, indicadores sociales y económicos

	1990	1995	2000	2005
Indicadores Sociales				
Población total (millones de personas)	10.272	11397	12299	13215
Población urbana (porcentaje)	55.4	57.8	60.4	62.8
Analfabetismo (15 y más años de edad)	12.4	10.2	8.4	7.0
Tasa de mortalidad infantil (por cada mil habitantes)	44.2	33.3	24.9	21.1
IDH (Índice de Desarrollo Humano) 1/	0.716	0.732	ND	0.765
Gasto público social (% del PIB) 2/	7.4	6.1	4.9	6.3
Gasto público en educación (% del PIB)	2.8	2.6	2.1	2.6
Gasto público en salud (% del PIB)	1.4	0.8	0.8	1.2
Pobreza (porcentaje de la población) 3/	62.1	ND	63.5	43
Indigencia (porcentaje de la población) 3/	26.2	ND	31.3	21.2
Indicadores Económicos				
PIB total (millones de dólares de 2000)	12,859	15,203	15,934	20,486
PIB por habitante	1,252	1,334	1,296	1,550
Tasa de variación anual del PIB	3.0	1.7	2.8	4.7
Inversión extranjera directa (millones de dólares)	126	452	720.0	1,646
Deuda externa pública (millones de dólares)	12,802	13,934	13,216	17,237
Deuda externa como % del PIB	75.0	69.0	85.1	47.2
Exportaciones totales de bienes y servicios (mdd)	3,003	5,196	5,987	11,439
Exportaciones de petróleo crudo (%) 4/	46.4	32.0	43.5	53.4
Exportación de productos derivados del petróleo (%) 4/	5.5	3.1	4.8	3.5

Notas.- 1/ Las cifras reportada para el año 2005 corresponden al año 2004. 2. Las cifras reportadas para 1990 corresponden al año 1992. 3. Las cifras reportadas para 2000 corresponden al año 1999. 4. Como porcentaje de los diez principales productos de exportación.
Fuente: Anuarios Estadísticos de la CEPAL 2006, 2005 y 2004; OLADE, Informe 2004; PNUD, Human Development Report, 2006, CEPAL, Panorama Social 2007.

[26] De acuerdo con la ley se trata de campos marginales de baja prioridad operacional o económica alejados de la infraestructura de PETROECUADOR o de baja gravedad o que necesitan técnicas de recuperación costosa. Esos campos no podrán representar más de 1% de la producción nacional y se ajustarán a los cánones internacionales de conservación de reservas.

de los ingresos; la pobreza sufre un incremento de 13 puntos entre 1995 y 1999, en las áreas rurales nueve de cada diez ecuatorianos se hallan en situación de pobreza.[27]

Después de un nuevo periodo de inestabilidad con sucesivos gobiernos[28], el líder de centro izquierda, Rafael Correa, gana la elección presidencial con amplia mayoría, y a unos meses de asumir la presidencia en el 2007 logra la aprobación en un referéndum para reformar la constitución; con la reforma a la ley de hidrocarburos del 2006 y los cambios constitucionales se promueve una mayor participación nacional en la renta petrolera.

Los hidrocarburos: el "ajuste" legal y el regreso del Estado

Hasta fines de la década de los ochentas, la industria de los hidrocarburos se desarrolló por medio de Contratos de Asociación y Contratos de Prestación de Servicios, que podía establecer la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana con compañías privadas. En ellos el contratista, sin ningún derecho de propiedad sobre los hidrocarburos extraídos, sería retribuido de acuerdo con el volumen de producción, pero sin recibir más del 34.8%.[29]/ A principios de los noventa, con las reformas más contundentes, se promulgaron leyes y decretos para regresarles a las compañías internacionales el papel protagónico.[30]/ Se adoptó un nuevo modelo contractual denominado Contrato de Participación y se procedió a migrar los contratos de asociación y de prestación de servicios a esa nueva modalidad.

Algo muy importante fue el cambio radical en los términos del reparto de la producción. Mientras anteriormente la tajada para el contratista se situaba entre 26 y 35%, sin posibilidades de ir más lejos, en adelante alcanzaría entre 82 y 88%.[31]/ Esto significaba una reducción promedio de 75% en la parte que le correspondía al Estado, pues en adelante solo recuperaría entre 12 y 18% de los hidrocarburos extraídos. Para completar el despojo se les dio libertad de disponer libremente de la producción que les tocaba, así como disponer de las divisas conseguidas por exportaciones, convertir en divisas la moneda nacional obtenida por sus actividades en el país, y repatriar libremente el capital. Además se les aplicaría el sistema tributario general (ISR de 36.5%) y no uno de tipo petrolero (ISR mínimo del 50%).

La reforma de 1998 elevó a rango constitucional la propiedad privada de los hidrocarburos extraídos por las compañías. En 2001 PETROECUADOR fue dividida en tres empresas encargadas de la exploración y producción, la producción de derivados y la distribución y venta de combustibles.[32]/ Entre 2003 y 2005 se promulgaron decretos supremos para ofertar campos en explotación y dejar fuera de las operaciones petroleras a la empresa pública. Esos Contratos de Asociación no prosperaron y acabaron siendo declarados inconstitucionales. Se

---

[27] Cela, Centro de Estudios Latinoamericanos, Pontificia Universidad Católica del Ecuador, Evaluación de los Impactos Económicos y Sociales de las Políticas de Ajuste Estructural en el Ecuador 1982-1999, Quito, Enero del 2001. Véase : http://www.saprin.org/ecuador/research/ecu_res_ej_fin.pdf

[28] Véase : http://www.clad.org.ve/siare/experiencias.html

[29] En promedio, el reparto era de 85/15 por ciento a favor del Estado en la región amazónica, pero disminuía a 65/35 por ciento en la región de la costa para tomar en cuenta la diferencia de costos.

[30] Leyes 44 y 49; Decreto 1416

[31] En el primer caso cuando se produjeran más de 60 mil barriles diarios y en el segundo hasta 30 mil barriles diarios. Decreto 1416 de enero de 1994

[32] Se trata de PETROPRODUCCIÓN, PETROINDUSTRIAL Y PETROCOMERCIAL,

iniciaba el regreso del péndulo. En 2006 se reformó la Ley de Hidrocarburos para permitir al Estado revisar y en su caso aumentar su participación en el reparto de la producción para captar las ganancias derivadas de aumentos en el precio del petróleo.

La industria petrolera

En el Ecuador, la segunda actividad económica más importante es la minería (22%), y en ella, la extracción de petróleo y gas. Estas actividades aportaron 3,419 millones de dólares en 2004, de los cuales el gas y el petróleo contribuyeron con 3,379 millones. La compañía estatal, PETROECUADOR, participó con el 37% del presupuesto general del Estado, aportando 3,183 millones de dólares, de los 8,583 millones totales para el año 2006. Los ingresos totales de la empresa pública fueron 7,108 millones de dólares (17.4% del PIB), de los cuales el 45% fueron para el Estado. La participación del petróleo crudo llegó a 53% en el sector externo del país y a 22% en el PIB. A su vez, los productos derivados representaron 3.5% y 1.5% respectivamente.

La producción llegó a 540 mil barriles diarios en 2006, 28% fueron para el consumo interno. De los 388 mil barriles que exporta, 274 mil van hacia los Estados Unidos, y el resto se distribuye entre Centroamérica, Perú y Chile. PETROECUADOR exportó el 46% seguido por las compañías internacionales, entre ellas Repsol YPF con el porcentaje más alto (11%). La mayor parte de la producción de gas natural se quema durante la producción de petróleo. Las reservas llegaron a 4,700 millones de barriles a finales de 2006, con un alcance de 23 años

Cuadro 6. Ecuador, indicadores de la industria del petróleo

	1995	2003	2004	2005
Reservas de petróleo (millones de barriles)	3,385	5,060	5,060	5,100
Producción de petróleo (millones de barriles)	141	152	192	194
Exportaciones de petróleo (millones de barriles)	94	92	129	132
Alcance de las reservas de petróleo (años)	24.0	33.2	26.4	25.8

Fuente: Anuarios Estadísticos de la CEPAL 2006, 2005 y 2004; OLADE, Informe 2004. The Statistical Review of World Energy 2007.

En Ecuador, la industria de los hidrocarburos está a cargo del Ministerio de Energía y Minas, que diseña, ejecuta, planifica, controla y fiscaliza las políticas energética y minera, para su explotación, producción y comercialización. PETROECUADOR, empresa pública, se encarga de la explotación, producción, distribución, transporte y comercialización de hidrocarburos. El Consejo Nacional de Electricidad es el organismo regulador de las actividades de gas natural y electricidad.

I.4 Perú

Perú es uno de los países considerados medios en América Latina, con un 5% de la población total de la región. El número de habitantes para el año 2005 se acerca a los 28 millones. De su población mayor a diez años de edad, el 55% participa en la actividad económica del país. El PIB durante el periodo de reformas aumentó en 25 mil millones de dólares al pasar de 40,874 millones en 1990 a 65,408 en el año 2005, esto implica que el PIB por habitante casi se duplicó, pasando de 1,373 a 2,340 dólares. Para el PNUD el IDH es de 0.767 por lo que ocupa el lugar 82, entre los países de desarrollo medio (véase cuadro 7).

Crisis, reestructuración y privatización

El proceso de ajuste y reformas estructurales se inicia a principios de los noventa con Alberto Fujimori (1990-2000); en 1993 es electo para un segundo periodo, gracias a las reformas constitucionales que aprueban la reelección; durante su primer gobierno se constituye como un presidente con poderes extraordinarios al llevar acabo el denominado "autogolpe" con la destitución de los legisladores y el cierre del Congreso de la República. El arresto de Abigail Guzmán, máximo líder del movimiento guerrillero "Sendero Luminoso", le daría a Fujimori un amplio margen de credibilidad interna e internacional.

En materia económica, la administración de Fujimori debe enfrentar los serios problemas de hiperinflación que en julio de 1990 llegaba a 4,778% (anualizada), la volatilidad de los precios, los problemas en la recaudación y de la política tributaria y la sobrevaluación de la moneda local que alienta la fuga de capitales y perjudica a la actividad exportadora. Por otra parte, el no pago del servicio de la deuda generó un incremento del 6.8% anual tan solo en intereses moratorios, esta deuda, contraída por el sector público en el 85%, pasa de 12 mil millones de dólares, aproximadamente, a 22 mil millones en 1990[33].

Las primeras medidas del gobierno fueron para reducir los problemas de hiperinflación, lo que consiguen con una reducción en el gasto público y en la emisión monetaria; por el lado de los ingresos, se incorporaron impuestos, a las exportaciones, al consumo, a la renta, y por el lado del financiamiento externo, se iniciaron nuevas negociaciones con el Club de Paris, y se firmaron acuerdos con el FMI y con el Banco Mundial; los préstamos de estos organismos para financiar el ajuste estructural volvieron en 1994; la deuda sube a 33 mil millones de dólares en 1996. Con el ajuste vendrían las medidas aplicadas en otros países: liberalización comercial, apertura del mercado de capitales (libre movilidad de capitales, libre tenencia de cuentas en moneda extranjera), liberalización financiera (privatización de la banca, liberalización de las tasas de interés, eliminación de subsidios y banca de fomento), reformas fiscal y tributaria, y privatización de las empresas del sector público. Una de las normas legales más importantes fue el decreto ley 662 llamado "Ley de Fomento a las Inversiones Extranjeras", que establece la igualdad de tratamiento al capital nacional y al extranjero, con lo cual, la inversión extranjera puede establecerse en todos los sectores de la economía y realizarse bajo cualquiera de las formas empresariales permitidas por la ley.

---

[33] La Realidad Peruana, Sumario Informativo de la situación Social, Política y Económica del Perú. Véase: http://www.blythe.org/peru-pcp/faq_sp.htm

Las privatizaciones se iniciaron en 1991 con dos empresas. En los siguientes 6 años este proceso de privatización significó el traspaso de acciones y/o activos de 132 empresas públicas, concesiones, opción de transferencia y capitalización de 14 empresas. Todo esto por un valor total de 8,367 millones de dólares. Destaca, en primer lugar, el sector de las telecomunicaciones cuyo monto recaudado representa aproximadamente el 40% del total, seguido de la electricidad con el 21%, la minería con 14% y los hidrocarburos con el 11%.[34]

Cuadro 7. Perú, indicadores sociales y económicos

	1990	1995	2000	2005
Indicadores Sociales				
Población total (millones de personas)	21.753	23.837	25.939	27.947
Población urbana (porcentaje)	68.7	71.0	71.9	72.6
Analfabetismo (15 y más años de edad)	14.5	12.2	10.1	8.4
Tasa de mortalidad infantil (por cada mil habitantes)	55.5	42.1	33.4	28.7
IDH (Índice de Desarrollo Humano)	0.708	0.735	0.760	0.767
Gasto público social (% del PIB) 1/	3.9	6.5	8.3	8.9
Gasto público en educación (% del PIB) 1/	1.6	2.7	2.9	3.1
Gasto público en salud (% del PIB) 1/	0.9	1.3	1.5	1.6
Pobreza (porcentaje de la población) 2/	ND	ND	54.8	48.7
Indigencia (porcentaje de la población) 3/	ND	25.1	24.4	17.4
Indicadores Económicos				
PIB total (millones de dólares de 2000)	35,893	47,170	53,336	65,408
PIB por habitante	1,680	1,979	2,056	2,340
Tasa de variación anual del PIB	-5.4	8.6	3.0	6.4
Inversión extranjera directa (millones de dólares)	41	2,549	810	2,579
Deuda externa pública (millones de dólares)	25,444	33,362	27,981	28,605
Deuda externa como % del PIB	62.2	62.2	52.7	36.0
Exportaciones totales de bienes y servicios (mdd)	4,692	6,622	8,484	19,625
Exportación de productos derivados del petróleo (%) 4/	9.5	2.4	4.0	7.2

Notas.- 1. Las cifras anteriores a 2000 corresponden al Gobierno Central Presupuestario. 2. Las cifras reportada para el año 2000 corresponden al año 2001. 3. Las cifras reportadas para 1995 corresponden al año 1997. 3. Las cifras reportadas para 2000 corresponden al año 1999. 4. Como porcentaje de los diez principales productos de exportación.
Fuente: Anuarios Estadísticos de la CEPAL 2006, 2005 y 2004; OLADE, Informe 2004; PNUD, Human Development Report, 2006, CEPAL, Panorama Social 2007.

Fujimori deja el gobierno acusado de corrupción hacia el año 2000[35]; en las elecciones siguientes gana la presidencia Alejandro Toledo, quien gobierna hasta el año 2006; su gobierno estuvo rodeado de inconformidad, paros y huelgas se presentaron en contra de la privatización del sector eléctrico, y los sectores de la salud, la justicia y la educación se manifestaron en contra del gobierno; en el 2006 resulta ganador en las elecciones Alan García, quien inicia su segundo mandato en el 2007.

Los hidrocarburos: el "ajuste legal" y el retiro del Estado

A mediados de 1990 se puso en marcha un programa de reformas estructurales. La fuerza de la ola neoliberal llevó a una nueva Constitución en 1993. La inversión nacional y la inversión extranjera quedaron sujetas a las mismas condiciones. Las actividades empresariales del

[34] Pasco-Font, Alberto, Políticas de Estabilización y Reformas Estructurales: Perú
[35] Saavedra, Chanduví, Jaime, Díaz, Juan José, Desigualdad del Ingreso y del Gasto en el Perú Antes y Después de las Reformas Estructurales, Serie Reformas Económicas 34, CEPAL, 1999

Estado se definieron como subsidiarias y realizables solo por razones de alto interés público o de alta conveniencia nacional. En consecuencia el Estado inició un retiró progresivo de las actividades productivas y comerciales, al tiempo que otorgaba garantías especiales para la inversión extranjera.

En 1993 se promulgó una nueva Ley de Hidrocarburos,[36] con la cual el Estado siguió siendo el propietario de los recursos en el subsuelo, sin embargo el contratista pasaba a ser dueño de los hidrocarburos producidos. Se eliminó la participación de PETROPERÚ que en el pasado había llegado hasta el 50%[37]. En la nueva legislación se agregaron los "Contratos de Licencia" y se creó una nueva agencia de promoción de inversiones y de contratación petrolera encargada de otorgar los títulos denominada PERÚPETRO.

Se estableció una regalía progresiva, de entre 20 y 30%, de acuerdo con la relación ingresos gastos acumulados.[38] El ISR disminuyó a 30% y la regalía se consideró como un gasto deducible, adicionalmente, se eliminó el impuesto a las remesas. En 1996 PETROPERÚ fue obligado a vender sus yacimientos del noreste y de la selva a empresas privadas,[39] lo cual concretó la privatización completa de las actividades corriente arriba, tal como se hizo en Bolivia y en Argentina[40]. Ese mismo año vendió la Refinería La Pampilla. De 1992 a 1994 ya se había privatizado la flota petrolera, las estaciones de servicio y la compañía Sol Gas (distribuidora de gas LP).

La industria petrolera

La industria de los hidrocarburos en Perú representó el 0.5% del PIB durante el año 2006; las regalías que percibió el Estado fueron del orden de los 732 millones de dólares, de los cuales el ingreso para las regiones productoras fue de 312 millones de dólares. Las regalías procedentes del petróleo fueron 445 millones de dólares, las de los líquidos de gas natural fueron 247 millones y las de gas natural de 40 millones. Las exportaciones del petróleo y los productos derivados representan el 7.4% de sus exportaciones totales, que en cifras representan 1,760 millones de dólares, de los 23 800 millones de dólares totales, para el 2006.

---

[36] Ley Orgánica de Hidrocarburos (26.221) y Ley de creación de PERÚPETRO (26.225)

[37] También se eliminó la obligación de perforar un número determinado de pozos de exploración y la duración de los contratos se amplió a 30 años.

[38] Dicha relación se conoce en la jerga petrolera como "Factor R".

[39] Antes de privatizar los lotes PETROPERÚ invirtió en ellos más de 200 millones de dólares entre 1992 y 1995, para hacerlos más atractivos al inversionista extranjero. Pero de 1996 al 2005, PETROPERÚ solo invirtió 108 millones. Petromar, subsidiaria de PETROPERÚ dedicada a la exploración y la explotación de los hidrocarburos del zócalo continental en la costa norte del país, fue adquirida por Petrotech International Inc que incrementó de 70 a 84 el porcentaje de petróleo que retendría en compensación por los servicios brindados. Además, desde el inicio de sus operaciones la empresa redujo su producción en 10 % en relación con lo que había pronosticado. Véase Ruiz Caro A (2002).

[40] La privatización parcial de PETROPERÚ, la mayor empresa del país por su magnitud económica expresada en sus ventas y su contribución directa e indirecta al fisco, representó el 10% del total de las transferencias de empresas públicas al sector privado. Para el resto de actividades se planteó una privatización por unidades de negocios pero no se concluyó, entre otras razones, por la oposición social. En la actualidad la empresa pública controla el oleoducto troncal, cuatro pequeñas refinerías y algunas redes de distribución y comercialización de petrolíferos.

En 2006 la producción alcanzó 171 mil barriles diarios de petróleo que permitió cubrir el consumo (160 mil barriles) y obtener un pequeño excedente exportable. Por razones logísticas, los centros de consumo están cerca de la costa y la producción en el Amazonas, se importaron 39 mil barriles de petróleo, principalmente de Ecuador. La producción de gas se situó en 1,800 Mmc que fueron consumidos internamente. Los mayores incrementos en la producción de gas natural proceden de Camisea, mega yacimiento que permitió pasar de 18 a 63 mil Mpc entre 2003 y 2006.

Las reservas de petróleo se elevaron a 1,100 millones de barriles hacia finales de 2006, con un alcance para 26 años. Las reservas de gas a 340 mil Mmc que durarían casi 200 años al ritmo de producción de ese año. Esos niveles explican los planes de exportación masiva que impulsa Repsol YPF a partir de Camisea y que cuentan con el aval gubernamental.

Cuadro 8. Perú, indicadores de la industria del petróleo

	1995	2003	2004	2005
Reservas de petróleo (millones de barriles)	800	900	1100	1100
Producción de petróleo (millones de barriles)	45	34	34	41
Consumo de petróleo (millones de barriles)	55	51	55	60
Alcance de las reservas de petróleo (años)	17.8	26.5	32.4	26.8
Reservas de gas natural (Gm^3)	200	250	330	330
Consumo de gas natural (Gm^3)	0.4	0.5	0.9	1.5

Fuente: Anuarios Estadísticos de la CEPAL 2006, 2005 y 2004; OLADE, Informe 2004. BP, The Statistical Review of World Energy 2007.

Las instituciones establecidas para la conducción de la industria de los hidrocarburos están delimitadas por sus funciones y ámbito de acción. A la cabeza se encuentra el Ministerio de Energía y Minas, quien fija las políticas para el desarrollo de las actividades energéticas y mineras; el organismo regulador que fiscaliza el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas en los sectores gas natural y energía, así como sus precios y tarifas es el Organismo Supervisor de Inversión en Energía; y para las actividades propiamente productivas cuenta con PERÚPETRO, S.A. encargada de las actividades de transporte, refinación y comercialización de los productos y, a partir de junio del 2004, en actividades exploratorias y productivas. El Congreso se encarga de aprobar los permisos de exploración.

I.5 Venezuela

El país cuenta con una población de 26,6 millones de habitantes, lo que representa el 4.8% de la región latinoamericana. Con una amplia mayoría urbana (93%), la participación de la población mayor de diez años en la actividad económica del país es del 53%. El PIB creció considerablemente en los primeros años de los noventa, al pasar de 59 mil millones de dólares a cerca de 113 mil millones, sin embargo este crecimiento no ha tenido la misma dinámica en los siguientes diez años, ya que solo alcanza 130 mil millones en el año 2005; el PIB por habitante se ubica aproximadamente en 5 mil dólares. En materia de desarrollo, el PNUD, con su IDH, ubica a Venezuela en el lugar 72, del segmento con niveles de desarrollo medio, promedio de los países latinoamericanos (véase cuadro 9).

Crisis, reestructuración y privatización

En Venezuela, los programas de ajuste y reformas estructurales estuvieron acompañados por fuertes crisis políticas. El cambio en el modelo le correspondió al presidente Carlos Andrés Pérez durante su segundo mandato (1989-1993), periodo que tuvo que terminar seis meses antes por las acusaciones de corrupción y malversación de fondos, a ello se agrega el intento de golpe de Estado que protagonizaron los militares encabezados por el teniente Hugo Chávez en el año 1992. Las rebeliones del periodo no solo fueron militares, también civiles, protagonizadas por los sectores menos favorecidos en lo que se denominó "el caracazo". En este periodo se promovió la apertura económica, las privatizaciones y la reducción del aparato estatal, así como las reformas fiscal y tributaria para favorecer al capital. Carlos Andrés Pérez buscaría el financiamiento del FMI para realizar el proceso de ajuste.[41]

Pérez entrega el poder, y la siguiente administración tendría que volver a intervenir en la actividad económica, lo que supuso el control estatal sobre el mercado de cambios, el sistema bancario y los precios. Las entidades financieras en bancarrota por la fuga de capitales y las afectadas por prácticas especulativas iban a ser intervenidas y saneadas por el Estado. Las medidas anteriores llevaron a la fuga de capitales, a dificultades de las pequeñas y medianas empresas para conseguir divisas y financiar la compra de insumos del exterior. Sin embargo, cambiarían las políticas y, a pesar del anuncio de Caldera de no acudir al FMI y no continuar con los programas de ajuste, se dio continuidad al proceso de privatización[42] y se reabrió el sector petrolero a la inversión privada, empezando con campos petroleros supuestamente marginales e inactivos. Las presiones y protestas de la población arreciaron., ayudaron a consolidar el repudio social por la clase política tradicional, y a consolidar un movimiento político (MVR) liderado por el militar Hugo Chávez, que triunfaría ampliamente en las elecciones de 1998.

Chávez, en sus primeros dos años de gobierno llevó a cabo las reformas a las instituciones que le permitirían gobernar con amplios márgenes de autonomía. Entre sus primeras acciones estuvieron la realización de un referéndum para reformar la constitución; a fines de

[41] Mariñez, Navarro, Freddy, Reformas estructurales, pactos y cambios políticos: el caso de Venezuela, CLAD 2004
[42] Véase: http://www.cideiber.com/infopaises/venezuela/Venezuela-03-01.html

1999 se aprueba la creación de una Asamblea Constituyente, que además le otorga poderes extraordinarios al presidente para gobernar por medio de decretos, disuelve el sistema judicial y poco después, el Parlamento.

A partir del año 2000, después de diez años de ajustes y conflictos, se observa mejorías en los indicadores sociales y económicos del país; los más significativos se relacionan con el gasto en salud, la disminución de la pobreza, el analfabetismo y el desempleo, como se aprecia en el cuadro.

Cuadro 9. Venezuela, indicadores sociales y económicos

	1990	1995	2000	2005
Indicadores Sociales				
Población total (millones de personas)	19.735	22.043	24.311	26.577
Población urbana (porcentaje)	83.9	87.4	90.8	92.8
Analfabetismo (15 y más años de edad)	11.1	9.1	7.5	6.0
Tasa de mortalidad infantil (por cada mil habitantes)	23.1	20.7	17.5	15.8
IDH (Índice de Desarrollo Humano)	0.76	0.768	0.774	0.784
Gasto público social (% del PIB)	8.8	7.8	11.6	11.7
Gasto público en educación (% del PIB)	3.5	3.8	5.1	5.0
Gasto público en salud (% del PIB)	1.6	1.1	1.5	1.6
Pobreza (porcentaje de la población) 1/	39.8	ND	49.4	37.1
Indigencia (porcentaje de la población) 1/	14.4	ND	21.7	15.9
Indicadores Económicos				
PIB total (millones de dólares de 2000)	95,264	112,851	117,148	131,270
PIB por habitante	4,827	5,120	4,819	4,939
Tasa de variación anual del PIB	6.5	4.0	3.7	9.3
Inversión extranjera directa (millones de dólares)	76	894	4,180	1,400
Deuda externa pública (millones de dólares)	36,000	37,537	36,437	47,233
Deuda externa como % del PIB	60.9	50.1	31.1	33.7
Exportaciones de petróleo crudo (%) 2/	50.8	45.3	58.9	64.6
Exportación de productos derivados del petróleo (%) 2/	29.7	31.0	26.6	20.7

Notas.- 1/ Las cifras reportada para el año 2000 corresponden al año 1999. 2. Cifras expresadas como porcentaje de los diez principales productos de exportación. ND. No Disponible
Fuente: Anuarios Estadísticos de la CEPAL 2006, 2005 y 2004; OLADE, Informe 2004; PNUD, Human Development Report, 2006, CEPAL, Panorama Social 2007

También vendrían cambios institucionales. A fines de 1999 se proclama una nueva constitución, aunque no bastaría para unificar al país; nuevamente se convoca a elecciones y Chávez obtiene un triunfo con más del 55% de los votos, y en el Congreso su partido MVR obtendría 99 de los 165 escaños. Entre las primeras leyes del Congreso estaría el Decreto Habilitante que otorga poderes presidenciales especiales, y ampara la Ley de Tierras en contra del latifundio, la Ley de Hidrocarburos para evitar la privatización del sector y la Ley de Pesca que favorece a los pescadores artesanales. A estas leyes se suma la destitución de los líderes sindicales y los altos mandos directivos de Petróleos de Venezuela (PDVSA).[43]
El 9 abril de 2002, centrales obreras y de empresarios, la Iglesia Católica, las televisoras y los partidos políticos opositores, anunciaron un paro general de veinticuatro horas para apoyar a los directores de PDVSA. En el 2004 Chávez debe enfrentar nuevamente las protestas y la convocatoria a un referéndum para ser destituido, pero es favorecido con más del 60% de los

[43] Véase: Mariñez, Navarro, 2004

votos[44]. En el 2007 es reelecto para su tercer periodo. En materia petrolera, recupera el control para el Estado, y así mismo para los sectores de la energía y de las comunicaciones.

Los hidrocarburos: el "ajuste legal" y el regreso del Estado

Para iniciar un proceso privatizador en Venezuela a principios de los noventas, sería necesario hacer los ajustes jurídicos, para ello la primera medida fue reinterpretar la Ley de Nacionalización, que desde 1975 reservaba para el Estado todo lo relativo a la exploración, explotación, manufactura o refinación de los hidrocarburos, así como el transporte, el almacenamiento y el comercio. Esta ley en su artículo 5to menciona el control del Estado, el cual se interpreta meramente como un "control jurídico", y por lo tanto se permite el regreso de las compañías mediante diversas figuras contractuales que invariablemente abrían la puerta de las actividades privadas y la renta petrolera.

Entre 1992 y 1997 PDVSA otorgó Contratos de Servicios para la recuperación secundaria en campos marginales de petróleo pesado y extra pesado ya descubiertos[45], denominados comúnmente como "Convenios Operativos"[46]. Funcionaban como contratos de explotación pero se les dio ese nombre para evitar la obligación legal de ser sometidos a la aprobación del Congreso. En términos económicos eran muy favorables para las empresas operadoras: la regalía (16.66%) la pagaba PDVSA, los honorarios por servicios prestados estaban ligados al valor de la producción, y los contratistas pagaban impuestos como empresas no petroleras, pues solo se les aplicaba la tasa ordinaria del impuesto sobre la renta de 34% en lugar de la tasa petrolera del 67.7%. Paralelamente se suscribieron Asociaciones Estratégicas para la explotación de gas natural, la comercialización de Orimulsión o el mejoramiento de crudo extrapesado de la Faja Petrolífera del Orinoco.

La crisis de fines de la década, permitió regresar el modelo a través de la declaratoria de inconstitucionalidad de los contratos petroleros y una nueva Ley de Hidrocarburos que reserva al Estado las actividades de exploración y producción, con o sin privados, siempre y cuando mantenga una participación mayor al 50% de su capital social. El 2005 iniciaron las negociaciones para la reconversión de los 32 convenios operativos en sociedades mixtas con una participación de PDVSA de entre 60 y 80%. El proceso concluyó en enero de 2007[47]. A mediados del año les llegó el turno a las Asociaciones Estratégicas operando en la Faja del Orinoco pues también pasaron a control venezolano.

La industria petrolera

---

[44] Véase http://www.elmundo.es/elmundo/2004/08/16/internacional/1092678620.html

[45] Se realizaron tres rondas de licitaciones y una adjudicación directa realizadas. Nunca se cumplió con el requisito legal de ser sometidos a la aprobación del Poder Legislativo.

[46] En la primera generación de contratos (1992) se estableció que la perforación no podría ser más profunda de lo avanzado previamente, pero se permitió la exploración horizontal. En los contratos de segunda generación (1993) se autorizó una perforación más profunda, abriendo la posibilidad de nuevos hallazgos desvirtuando la intención original de solo permitir inversión privada para mejorar la recuperación de los hidrocarburos in situ ya descubiertos. En la tercera generación (1997) se otorgaron condiciones aún más ventajosas. En total, durante el periodo referido se celebraron 32 convenios operativos.

[47] PDVSA estima que la conversión representará para el país un ahorro superior a 31 mil millones de dólares.

Venezuela es el noveno productor de petróleo en el mundo y el primero a nivel sudamericano (2.8 millones de barriles diarios en 2006). También es importante su producción en gas natural (29 mil Mmc), que lo ubica como el segundo en Sudamérica, solo después de Argentina. Sus reservas de petróleo ascienden a 80 mil millones de barriles, con un alcance de 78 años, cifra que lo ubica como el primer país a nivel Latinoamericano, y el segundo a nivel mundial, después de Canadá. El 41% de la producción de petróleo crudo se exportó a los Estados Unidos, lo cual significa que ese país absorbió el 55% de las exportaciones de ese recurso natural.

La participación de la industria en el sector externo venezolano es determinante; para el año 2005, el petróleo crudo alcanza el 65%, entre sus diez principales productos de exportación; el siguiente son los productos derivados del petróleo, que representan el 21%, y el tercero es el gas natural con el 2%, con lo cual los hidrocarburos llegan al 87.3% entre los principales productos de exportación. Estos productos generaron el 32% del PIB en 2005, 23.5% le correspondió al petróleo crudo, el 7.5% a los productos del petróleo, y el 0.7% al gas natural.

La empresa estatal PDVSA desarrolla alrededor del 60% de la producción de petróleo en Venezuela. En el año 2005 obtuvo ingresos por un valor de 85,730 millones de dólares, de estos, 45,695 millones corresponden a la actividad de PDVSA en Venezuela y 54,304 pertenecen al sector internacional. En su desempeño nacional, la empresa, incurre en costos y gastos por un valor de 14,536 millones, y entrega al Estado 13,318 millones de dólares en regalías y otros impuestos. De su ganancia operacional, 17,841 millones de dólares, aporta al desarrollo social 6,909 millones de dólares y paga por Impuesto sobre la Renta 5,150 millones de dólares.

Cuadro 10. Venezuela, indicadores de la industria del petróleo

	1995	2003	2004	2005
Reservas de petróleo (millones de barriles)	66,329	77,383	77,200	79,700
Producción de petróleo (millones de barriles)	1024	877	1068	1098
Exportaciones de petróleo (millones de barriles)	663	565	667	766
Alcance de las reservas de petróleo (años)	64.8	88.2	72.3	72.6
Reservas de gas natural (Gm^3) 1/	4060	4220	4290	4320
Producción de gas natural (Gm^3) 2/	27.5	25.2	28.1	28.9

Notas.- 1. EL alcance de las reservas es superior a 100 años. 2. Toda la producción se consume internamente.
Fuente: Anuarios Estadísticos de la CEPAL 2006, 2005 y 2004; OLADE, Informe 2004. The Statistical Review of World Energy 2007.

El marco institucional vigente lo integran tres tipos de organismos. El Ministerio de Energía y Petróleo que se encarga de fijar la política nacional e internacional para la industria en materia de formulación, planeación, regulación y seguimiento, así como el desarrollo de los recursos, la prevención de la contaminación y el estudio del mercado y el análisis y fijación de precios; PDVSA, encargada de la exploración, producción, manufactura, transporte y mercadeo de los hidrocarburos; y ENAGAS, organismo regulador de las actividades de transporte, distribución y comercialización del gas.

A manera de conclusión, podemos señalar que los procesos de ajuste y privatizaciones en los cinco países en estudio, tienen importantes coincidencias tanto en materia de contenidos como de las formas y los periodos en que se aplican las principales medidas; como se dijo en la introducción las políticas neoliberales fueron diseñadas por los organismos internacionales y su adopción se condicionó por medio de los préstamos internacionales y el cumplimiento de las obligaciones contraídas a partir del endeudamiento externo, principalmente entre los años setentas y ochentas. En la primera etapa del modelo, se buscaba la estabilización de las principales variables macroeconómicas y la reducción en el consumo; en la segunda etapa se consolida la apertura externa, la liberalización de los precios y la privatización de las empresas del Estado. En todos los países el modelo lo aplican gobiernos democráticos.

Las privatizaciones de las industrias propiedad del Estado se llevaron a cabo durante la década de los noventa; entre ellas, en materia de hidrocarburos, se realizaron modificaciones que permitieron poco a poco transferir las actividades aguas arriba y aguas abajo a las compañías privadas; en algunos casos como el de Argentina, incluso se prohibió a la estatal YPF asociarse con titulares de permisos y concesiones y se le obligó a vender la totalidad de sus acciones; en los casos de Bolivia y Ecuador se divide a la estatal en varias empresas dejando a cargo de actividades marginales a las de dominio público; en Perú se desmantela la petrolera estatal a través de la venta de sus yacimientos, refinerías y comercializadoras; y en Venezuela se introducen modalidades de contratos que disfrazan las actividades de las empresas privadas.

En los países en donde los recursos hidrocarburíferos representan un patrimonio nacional importante y se constituyen como la principal actividad económica, casos Bolivia, Ecuador y Venezuela, las protestas en contra de las privatizaciones son de gran magnitud y obligan a la salida de varios presidentes; los líderes populares y que provienen de partidos de izquierda acceden al poder con el compromiso de revertir el proceso de privatización y regresar la propiedad de los recursos y sus beneficios al país. Es así como aproximadamente a mediados de la presente década estos procesos se inician con mucha fuerza, se producen los cambios constitucionales y legales para fortalecer a las empresas estatales y se incrementan los controles y la carga impositiva a la participación privada.

En los casos de Argentina y Perú, la influencia de ésta industria es menor y por lo tanto no se producen manifestaciones suficientes para revertir el proceso, sin embargo, la aplicación de las políticas neoliberales en su conjunto si producen deterioro en los niveles de vida de segmentos de la población, y profundizan las diferencias; estas circunstancias también ocasionan protestas que afectan la estabilidad política y la gobernabilidad; la necesidad de recursos y de cambios fundamentales en el modelo obliga a los gobiernos a ver en la industria de los hidrocarburos un potencial no solo económico sino también político, y por lo tanto a iniciar los procesos de recuperación.

En el siguiente capítulo se analiza el régimen de contratación petrolera para cada uno de los países analizados

2. EVOLUCIÓN DEL RÉGIMEN DE CONTRATACIÓN PETROLERA

Los sistemas contractuales y fiscales no son estáticos, cambian conforme lo hacen las políticas públicas bajo la influencia de las condiciones del mercado petrolero, el desempeño de los operadores encargados de las actividades petroleras, la evolución general de la economía, la situación social, las convulsiones políticas y las mutaciones geopolíticas. Los ajustes en los sistemas de contratación petrolera modifican a su vez los beneficios obtenidos por las compañías, como en la recaudación correspondiente y su aporte al presupuesto público. En este capítulo se presenta la evolución del marco jurídico, contractual y fiscal de los países bajo estudio, de acuerdo a los cambios económicos y políticos más relevantes ocurridos en los últimos 30 años.

2.1. Argentina

El sistema de contratación petrolera en Argentina se basa, hemos señalado, en el sistema de concesiones establecido en 1967,[48]/ el cual prevé "Permisos de Exploración" y, en caso de encontrar petróleo, "Concesiones de Explotación". No obstante lo anterior, una serie de decretos han permitido el uso de otras modalidades contractuales.

En 1973 el Peronismo otorgó a YPF el monopolio de las actividades petroleras. Tres años más tarde el golpe militar lo dio por terminado. En 1978 se introdujeron los "Contratos de Riesgo", donde los contratistas ya no tenían derecho a la propiedad de los hidrocarburos extraídos, se les remuneraba en efectivo dependiendo del valor de la producción, pagaban regalías y estaban sujetos al régimen tributario ordinario.

En el periodo 1984-1985 el gobierno de Raúl Alfonsín, agobiado por la crisis de la deuda y las condicionantes impuestas por los organismos financieros internacionales, puso en marcha el Plan Houston,[49]/ consistente en un paquete de políticas económicas, aprobadas por decreto sin la intervención del Congreso,[50]/ que contemplaba la licitación de miles de kilómetros cuadrados de superficie en cuencas continentales y marítimas con una vigencia de 30 años, que previamente le habían quitado a YPF. A la empresa pública se le dio la opción de asociarse con el titular en caso de probarse la comercialidad del área. El contratista debían satisfacer las necesidades del mercado interno y el pago se hacía en crudo o productos.

Durante el gobierno de Carlos Saúl Menen (1989-1999) se realizaron reformas neoliberales radicales. El programa liberalización, desregulación y privatización, que alcanzó las dos mayores empresas del país (Yacimientos Petrolíferos Fiscales y Gas del Estado), se sustentó en dos pilares básico: la Ley de Reforma del Estado y la Ley de Emergencia Económica, ambas de 1989.[51]/ En el sector energético se materializaron a partir de una serie de decretos y leyes nacionales inmediatamente posteriores, dando lugar a programas de privatización, liberalización y desregulación económica, cuyo objetivo era terminar la carrera empresarial

[48] Ley 17.319, de 1967.
[49] Decretos N' 1443/85 y 623/87
[50] Para una crítica al Plan Houston véase: Bernal F (2007)
[51] Leyes 23.696 y 23.697, respectivamente.

del Estado para que firmas privadas asumieran control, operación y desarrollo del sector energético, en particular del subsector petrolero.

En 1989 se obligó nuevamente a YPF a ceder áreas petroleras para repartirlas entre empresas privadas, argumentando que se trataba de áreas "marginales" (de baja productividad) o "abandonadas" por la empresa pública.[52]/ A las empresas privadas se les permitió la libre disponibilidad de hidrocarburos extraídos.[53]/ Se posibilitó la transferencia de yacimientos abandonados o de escasas reservas para que las Provincias decidirán su explotación directamente o en asociación con empresas privadas nacionales o extranjeras. Paralelamente se desregularon la actividades aguas debajo de la industria petrolera.

En 1991 se inició la reconversión de los contratos concertados al amparo del Plan Houston en permisos y concesiones,[54]/ lo cual significaba transferir la propiedad de los hidrocarburos extraídos a los poseedores de tales títulos, así como liberarlos de la obligación de satisfacer los requerimientos del mercado interno. Se suprimió el derecho de YPF de asociarse con titulares de permiso o concesiones,[55]/ a los cuales se les permitió disponer libremente de la producción y del 70% de las divisas provenientes de su venta. YPF declinó derechos de asociación y canon en contratos que había firmado; se trasformó su estatus jurídico para quedar como sociedad anónima a partir de 1991,[56]/ e iniciar un proceso de transferencia de activos y capital accionario que culminó ocho años más tarde. Se adjudicaron campos petroleros que estaban siendo explotados por YPF en áreas marginales (Plan Argentina) a precios muy por debajo de su valor de mercado.[57]/ Posteriormente se abrieron los campos más productivos (denominadas "áreas centrales"), mediante una asociación con YPF a partes iguales (50%) que fue cambiando en proporción hasta que finalmente quedó completamente en manos privadas. En 1992 se estableció la privatización de Gas del Estado y la liberalización de transporte, distribución y comercio de gas natural.[58]/

En 1992 el Estado nacional transfirió el dominio público de los yacimientos a las provincias (Federalización de los Hidrocarburos).[59]/ La nueva Constitución de 1994 reconoció el dominio originario de éstas últimas sobre los recursos existentes en su territorio. Ese reconocimiento dio paso a un proceso de traspaso de áreas petroleras en explotación –las áreas de exploración quedaron transitoriamente dentro del Plan Argentina–,[60]/ para dejar a la provincias ejercer sus derechos en materia de administración de los recursos

---

[52] Bernal (2004: 125) señala que los permisos de exploración y concesiones de explotación hidrocarburífera adjudicados con la entrega de las áreas centrales y marginales de las cinco cuencas productivas del país violaron escandalosamente la Ley Nº 17.319 de Hidrocarburos, por ejemplo, el artículo 34 que señala que una compañía petrolera puede ser titular de hasta 5 concesiones de explotación, sin embargo, Repsol YPF era titular de 86, de acuerdo con el registro de la Secretaría de Energía de la Nación.
[53] Decretos 1055/89, 1212/89 y 1589/89
[54] Los decretos 2.411/91 y 1.504 de noviembre de 1991
[55] En noviembre de 1991 se emite el decreto 2.178.91,
[56] El Decreto 2.778/90
[57] Véase Bernal, F (2004:126)
[58] Ley 24.076
[59] Ley Nº 24.145.
[60] Para tal efecto el Decreto Nº 1955/94, estableció un régimen transitorio de exploración y posterior explotación de hidrocarburos en las denominadas "Áreas en Transferencia, el cual mantuvo transitoriamente las áreas de exploración dentro del Plan Argentina

hidrocarburíferos, incluyendo la eventual celebración de contratos con empresas petroleras privadas, facultad que fue ratificada por decreto en 2003.[61]/ Algunas provincias iniciaron procesos de licitación internacional. [62]/ La Ley 26197 de enero de 2007 ordenó plasmar en la legislación la propiedad de los yacimientos por parte del Estado nacional y los Estados provinciales, según el ámbito territorial, así como la transferencia de todos los permisos y concesiones respetando lo establecido en los títulos respectivos en materia de regalías,[63]/ con lo cual el Plan Argentina perdió vigencia.

En 1999 concluye la privatización de YPF cuando Repsol adquiere casi el 100% de las acciones y cambia su nombre al de Repsol YPF. El gobierno argentino conservó una acción "dorada" que le permitía vetar decisiones importantes como la venta de la compañía o su fusión con otro grupo. De acuerdo con Bernal (2004) el gobierno manipuló las cifras de reservas probadas para reducir el valor de la acción de YPF y facilitar su venta.

Para paliar los efectos de la crisis económica y alentar a las compañías a abastecer el mercado interno se reestablecieron gravámenes a la exportación de hidrocarburos en diciembre de 2002, en el marco de la Ley de Emergencia Publica y Reforma del Régimen Cambiario (Ley 25.561);[64]/ para el caso del petróleo crudo se fijó una retención o derecho del 20% sobre el valor en boca del pozo. Néstor Kirchner extendió la medida al gas natural en mayo de 2003, fijando una "retención" de 20% para las exportaciones de ese combustible. En mayo de 2004 la alícuota para el petróleo crudo se levó a 25%, pero luego se cambió por una tasa variables de entre 20 y 45% dependiendo de la cotización del mercado de relevancia

[61] De acuerdo con el Decreto 546/03 se reconoce el derecho de los Estados Provinciales de otorgar permisos de exploración y concesiones de explotación, almacenaje y transporte de hidrocarburos en sus respectivas jurisdicciones sobre aquellas áreas que reviertan a las Provincias y sobre aquellas áreas que se definan en sus planes de exploración o explotación por la propia Autoridad Provincial competente, así como el derecho de ejercer, dentro de sus jurisdicciones, todas las competencias que el artículo 98 de la Ley Nº 17.319 otorga al Poder Ejecutivo Nacional.

[62] Las áreas Costa Afuera no adjudicadas han sido reservadas para Enarsa. Las provincias han preparado procesos de licitación (Neuquén, Pampa) o están en la etapa de diseño (Salta, Santa Cruz, Mendoza). La provincia de Neuquen licitó 26 áreas en el periodo 2000 – 2003 y adjudico 19 de ellas.

[63] La Ley 26.197 de 1 de mayo de 2007, modifica la Ley Nº 17.319, para establecer que los yacimientos de hidrocarburos pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado nacional o de los Estados provinciales, según el ámbito territorial en que se encuentren. Pertenecen al Estado nacional los yacimientos localizados más allá de 12 millas marinas alejadas de la costa y hasta el límite exterior de la plataforma continental. Pertenecen a los Estados provinciales los yacimientos que se encuentren en sus territorios, incluyendo los situados en el mar adyacente a sus costas hasta una distancia 12 millas marinas. A partir de la promulgación de la Ley (2007), las provincias asumirán en forma plena el ejercicio del dominio originario y la administración sobre los yacimientos de hidrocarburos que se encontraren en sus respectivos territorios y en el lecho y subsuelo del mar territorial del que fueren ribereñas, quedando transferidos de pleno derecho todos los permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos, así como cualquier otro tipo de contrato de exploración y/o explotación de hidrocarburos otorgado o aprobado por el Estado nacional en uso de sus facultades, sin que ello afecte los derechos y las obligaciones contraídas por sus titulares. Las regalías hidrocarburíferas correspondientes a los permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos en vigor al momento de entrada en vigencia de la presente ley, se calcularán conforme lo disponen los respectivos títulos (permisos, concesiones o derechos) y se abonarán a las jurisdicciones a las que pertenezcan los yacimientos.

[64] Se estableció que, en ningún caso, el derecho a la exportación de hidrocarburos podría disminuir el valor boca de pozo, para el cálculo y pago de regalías a las provincias productoras.

(West Texas Intermediate).[65]/ El efecto combinado de regalía y retención resultó en un gravamen en boca del pozo de entre 32 y 43% para el crudo y 28.7% para el gas natural.[66]/

En 2004, la administración de Néstor Kirchner creó Energía Argentina S.A (Enarsa), empresa mixta (65% estatal y 35% privado) con la intención de retomar actividades otrora a cargo de YPF. A través de esa empresa el estado nacional ejerce los derechos de propiedad sobre los hidrocarburos de la plataforma continental. En esa dirección, suscribió "Acuerdos Estratégicos" y conformó consorcios en 2006 para la exploración, desarrollo y producción costas afuera.[67]/

2.2. Bolivia

En Bolivia ha habido cinco etapas recientes en lo que concierne a la legislación en hidrocarburos y los contratos petroleros.

La primera etapa (1972-1990) gira en torno a la Ley 10170, expedida el 28 de marzo de 1972, que dejó sin vigencia el régimen de concesiones en materia de hidrocarburos y asignó a YPFB la exploración de todo el territorio nacional y la subsiguiente explotación. La conducción y manejo de toda la industria petrolera se dejó a cargo de YPFB. La empresa pública podría realizar las labores correspondientes, en forma directa o por intermediario de terceros, a través de "Contratos de Operación" o de "Contratos de Servicios".

Los contratos de operación eran en realidad contratos de participación en la producción, en los cuales el riesgo exploratorio recaía enteramente en el accionista; en caso de descubrimiento YPFB entregaba al operador una parte de la producción de acuerdo a lo convenido en el contrato. Con su parte la compañía cubría costos de producción y obtenía ganancias. A su vez, los contratos de servicios se realizaban conforme a la práctica internacional, es decir, mediante la prestación de un servicio específico por parte de una compañía no petrolera y la retribución mediante pago en efectivo sin participación en las utilidades.

La segunda etapa va de 1990 a 1996. El 1º de noviembre de 1990, durante el gobierno de Jaime Paz Zamora (1987-1993) se promulgó una nueva ley de hidrocarburos, la Ley 1194, la cual reafirmaba que todas las actividades de E&P quedaban a cargo de YPFB y que se

---

[65] Véase República Argentina, Secretaria de Energía, "Panorama de los Hidrocarburos en Argentina". Visita Delegación República Popular China, Buenos Aires, 30 y 31 de agosto 2006. http://www.eclac.cl/drni/noticias/noticias/7/26637/Secretar%C3%ADa_Energ%C3%ADa_Agentina.pdf.

[66] A partir de octubre de 2006 se establece el derecho de exportación aplicable a las exportaciones de gas, petróleo y sus derivados, que se realicen desde el Área Aduanera Especial de la Provincia de Tierra del Fuego, Antártica e islas del Atlántico Sur. Por tanto, dichas exportaciones pasan a estar gravadas con los derechos de exportación al igual que el resto del país. Véase: Roccaro Isabel y Fernández Edgardo, "Aspectos Tributarios del sector hidrocarburos. El caso argentino", CEPAL, ILPEs, http://www.eclac.org/ilpes/noticias/paginas/2/27472/Cepal%202007_Roccaro%20Fernandez.ppt

[67] Se trata de Acuerdo para las Área EI (Enarsa, YPF, Petrobrás Energía y Petrouruguay) y E2 (Enarsa, Sipetrol Argentina e YPF). La nueva empresa pública aún no desarrolla actividades de refinación, distribución y venta gasolina y otros productos derivados del petróleo.

mantenía vigente el régimen de contratos de operación.[68]/ Sin embargo, se estableció que en caso de descubrimiento comercial dichos contratos podrían transformarse en "Contratos de Asociación" con YPFB. La parte de la producción que le correspondía al Estado (50%) se distribuiría de la manera siguiente: 11% para el departamento productor; 1% para los Departamentos de Beni y Pando; 19% para el Tesoro General de la Nación y 19% para YPFB, en calidad de participación.[69]/

De acuerdo con Villegas (2004), los contratos de operación beneficiaban en forma equitativa tanto a las empresas extranjeras como a YPFB, pues la empresa estatal boliviana se quedaba con 50% de la producción y la trasnacional con otro 50%. Por su parte, YPFB tenía que transferir de manera obligatoria al Tesoro General de la Nación el 65% del valor de las ventas de derivados de petróleo al mercado interno, 30% del valor del gas vendido en el mercado interno, 50% de las exportaciones de gas, el IVA y el impuesto a las transacciones sobre las comisiones de las gasolinerías y de los distribuidores de gas natural.

La tercera etapa (1996-2005) comenzó con la promulgación de diversas leyes y decretos durante la primera gestión de Gonzalo Sánchez de Lozada (1993-1997): Ley de Capitalización No. 1544, Ley de Hidrocarburos No. 1689, Ley de Regulación Sectorial y modificaciones en la legislación tributaria (Ley 843)

La Ley de Capitalización (privatización) dividió YPFB en cuatro empresas, tres de capital mixto (50/50),[70]/ cuya gestión y administración quedó en manos de los socios privados, y una de capital público que conservó el nombre de YPFB. Dos de las empresas mixtas, Andina y Chaco asumieron las actividades de exploración y producción realizadas hasta entonces por la empresa pública. La tercera empresa mixta, Transredes, asumió la administración del sistema de gasoductos.

La Ley 1689, de abril 1996, prohibió explícitamente que YPFB realizara directamente actividades de exploración y producción de petróleo. Para llevarlas a cabo debía necesariamente celebrar "Contratos de Riesgo Compartido" con empresas privadas nacionales o extranjeras. YPFB se convierte así en un ente administrativo encargado de promocionar inversiones, suscribir los contratos y concentrar la producción de gas natural de los diferentes campos en explotación para cumplir con los contratos de exportación a Brasil y Argentina.[71]/

---

[68] Aguas abajo, la ley 1194 liberalizó la refinación, industrialización, transporte, almacenamiento y distribución y comercialización de hidrocarburos, actividades que estaban a cargo de YPFB pero que en adelante podrían ser realizadas también por el sector privado.

[69] La Ley 1194 también establecía el pago de un "Impuesto a las Utilidades" del 40% sobre la utilidad neta para las compañías operando con contratos de operación u asociación, sin embargo, era acreditable contra el pago de la regalía.

[70] Andina (YPF-Perez Companac-Pluspetrol), Chaco (Amoco) y Transredes (Enron-Shell). El 50% del paquete accionario se asignó a los trabajadores de YPFB (2%), así como a ciudadanos bolivianos, quedando la administración de las acciones bajo responsabilidad de las Administradoras de Fondos de Pensión.

[71] Corriente abajo, la Ley 1689 amplió alcance de la desregulación iniciada en 1990, autorizando la libre importación, exportación y comercialización de hidrocarburos y sus derivados. Los precios fueron liberados y en delante quedarían sujetos a la oferta y la demanda.

El Estado siguió siendo el propietario de los yacimientos, sin embargo, reconocía al contratista el derecho a explorar, explotar, extraer, transportar y comercializar la producción obtenida, es decir, le otorgaba de facto, en boca del pozo, la propiedad del petróleo extraído. Ello quedó plasmado de manera explicita en los modelos de contrato de riesgo compartido aprobados mediante Decreto Supremo No. 24806 el 4 de agosto de 1997, dos días antes de que Gonzalo Sánchez de Lozada dejara el gobierno.[72]/

La Ley 1689 introdujo la modalidad de licitación internacional para otorgar áreas de exploración y era menos exigente en cuanto a los compromisos que debía cumplir el contratista durante la exploración. La compañía podía abandonar durante el periodo básico de exploración y, en caso de descubrimiento comercial, disponer libremente de la producción, salvo que el producto fuera requerido para el mercado interno recibiendo de cualquier manera el precio internacional. Se ratificó la libre disponibilidad de divisas para el contratista. La fiscalización y control del contrato quedaron bajo la responsabilidad del Ministerio de Energía e Hidrocarburos.

Los cambios legislativos ya mencionados así como la reforma a la Ley 843 y la promulgación de la Ley 1731, conformaron un nuevo sistema tributario. Argumentando la necesidad de alentar las actividades de exploración y producción, los hidrocarburos fueron divididos en "Existentes" y "Nuevos, para aplicar una carga fiscal muy suave a estos últimos. Se definió una "Regalía Nacional Complementaria" del 13% que pagarán los productores directamente al Tesoro General de la Nación, pero que no se aplicaría a los hidrocarburos nuevos, y como estos últimos tampoco pagarían la participación nacional del 19%, la carga tributaria sería de solo 18%. En cambio, los hidrocarburos existentes pagarían en total 50%, tal como preveía el sistema anterior.[73]/

---

[72] En el modelo de contrato se establece que el operador tendrá la propiedad de los hidrocarburos extraídos la cláusula tercera de este contrato, que se refiere al objeto del mismo, dice textualmente: "Es facultar al Titular para realizar actividades de exportación, explotación y comercialización de hidrocarburos en el área de Contrato bajo los términos y condiciones de este Contrato, mediante el cual el Titular adquiere el derecho de propiedad de la producción que obtenga en Boca de Pozo y a la disposición de la misma conforme a las previsiones de la ley de hidrocarburos". En marco jurídico de 1996 cambió drásticamente la concepción de excedente hidrocarburífero. Ley de Hidrocarburos Nº 1194 de 990, era taxativa al señalar que el Estado era propietario de las reservas, de la producción y comercialización, y por lo tanto participaba y era el directo beneficiario de la generación, distribución y uso del excedente. En cambio, La Ley 1689 señala que el Estado es propietario de las reservas de gas pero no de la producción y de la comercialización de líquidos y de gas, y por lo tanto le excluye del circuito de la generación, apropiación y uso del excedente.

[73] Esta forma de alentar el descubrimiento y explotación de nuevos campos tuvo un efecto perverso devastador, porque las compañías buscaron la manera de clasificar como nuevo lo que ya existía para hacerse acreedores al descuento de 32% en el pago de regalías y participaciones, para lo cual contaron con la colaboración del gobierno.

Inicialmente los "hidrocarburos existentes" eran aquellos contenidos en reservorios que estaban en producción el 30 de abril de 1996, fecha en la que se promulgó la Ley 1689; a su vez, los "hidrocarburos nuevos" eran los recursos en reservorios que aún no habían entrado en producción. Ocho meses más tarde, la Ley 1731, del 25 de noviembre de 1996, efectuó un cambio sustantivo al considerar como existentes solo las reservas probadas, de tal manera que las reservas probables y posibles de campos en producción fueron reclasificadas como nuevas. El resultado era previsible, todas las compañías buscaron reclasificar sus reservas; al inicio de 2002, ya solo el 3% de la reservas del país eran hidrocarburos existentes, el 97% restante eran "hidrocarburos nuevos". Los mega campos de San Antonio y San Alberto, que había pasado a ser operador por empresas privadas a raíz de la capitalización, fueron reclasificados como nuevos a pesar de haber sido descubiertos por YPFB muchos años atrás.

Participaciones y regalías 1/	Antes de diciembre 1996 3/ Hidrocarburos totales	A partir de diciembre 1996 4/ Hidrocarburos existentes	Hidrocarburos Nuevos
Regalía Departamental	11.0	11.0	11.0
Regalía Nacional Compensatoria (Beni y Pando)	1.0	1.0	1.0
Regalía Nacional Complementaria		13.0	0.0
Participación Nacional (TGN) 2/	19.0	19.0	0.0
Participación YPFB	19.0	6.0	6.0
Total	50.0	50.0	18.0

Además de las regalías y participaciones, las firmas de E&P estaban sujetas a cinco tributos: [74]/ el Impuesto al Valor Agregado de 13%, el Impuesto a las Transacciones de 3%, Impuesto a las Utilidades de las Empresas de 25% sobre utilidades netas; más una alícuota adicional ("surtax") del 25% que aplicaría previa deducción de un porcentaje de hasta 33% de las inversiones –incluyendo las destinas a protección ambiental– y 45% de los ingresos en boca del pozo de cada campo petrolero;[75]/ finalmente, Impuesto a la Emisión de las Utilidades al Exterior de 12.5%. El pago del bono por la firma del contrato y el pago de las patentes por las áreas sujetas a los contratos de riesgo compartido quedaron a cargo de los contratistas y de YPFB, respectivamente. Se estableció la estabilidad del régimen de regalías y patentes, lo cual significaba que el Estado renunciaba a todo aumento de la carga tributaria durante el periodo de contrato.

Bajo el esquema de contratos de riesgo compartido se firmaron 76 contratos de exploración y producción de hidrocarburos.[76]/

La cuarta etapa (2005-2006) corresponde al breve periodo de un año transcurrido entre la expedición de la nueva Ley de Hidrocarburos y el decreto de nacionalización del presidente Morales.

La Ley 3058 fue promulgada por el Presidente del Congreso Nacional, Hormando Vaca Díez el 17 de mayo de 2005, dando así cumplimiento a lo aprobado por referéndum vinculante del 18 de julio de 2004 sobre la política de hidrocarburos en el país.[77]/ Cabe destacar que el

[74] Ley Tributaria 843 (texto ordenado de 1996) y Ley 1731 del 22 de noviembre de 1996 que modifica la Ley 843..

[75] Para los contratistas de operación y asociación se permitió que lo pagos realizados por concepto del Impuesto a las Utilidades de las Empresas y del Impuesto a la Remisión de Utilidades al Exterior, atribuibles a los hidrocarburos existentes, fueran acreditables contra la Regalía Nacional Complementaria a la Producción de Hidrocarburos

[76] Esos contratos fueron declarados ilegales por el Tribunal Constitucional, ya que según la ley, deberían ser aprobados por el Congreso y no directamente por el poder ejecutivo.

[77] Esa consulta pública se realizó el 18 de julio de 2004. Participaron cerca de 3 millones de bolivianos. Se hicieron cinco preguntas: 1) ¿Está usted de acuerdo con la abrogación de la Ley de Hidrocarburos Nº 1689 promulgada por Gonzalo Sánchez de Lozada? 2) ¿Está usted de acuerdo con la recuperación de la propiedad de todos los hidrocarburos en boca de pozo para el Estado Boliviano? 3) ¿Está usted de acuerdo con refundar Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, recuperando la propiedad estatal de las acciones de las bolivianas y bolivianos en las empresas petroleras capitalizadas, de manera que pueda participar en toda la cadena productiva de los hidrocarburos? 4) ¿Está usted de acuerdo con la política del presidente Carlos Mesa de utilizar el gas como un recurso estratégico para el logro de una salida útil y soberana al océano Pacífico? 5) ¿Está usted

Presidente Carlos Mesa no había querido promulgar dicha ley y tuvo que ser el presidente del Congreso el que ejerció finalmente esa facultad.

La nueva Ley estableció la migración obligatoria, en un plazo de 180 días, de los contratos de riesgo compartido a las modalidades establecidas en la nueva ley. Se creó el "Impuesto Directo a los Hidrocarburos", de 32% sobre el total de la producción de hidrocarburos, como un impuesto no acreditable ni deducible, aplicado a la producción en boca del pozo.[78]/ Sumado a las regalías y participaciones de 18% y los otros impuestos (como el Impuesto a las Utilidades de las Empresas), podría implicar una carga impositiva superior al 50% del valor de la producción de hidrocarburos nivel aprobado en el referéndum vinculante del 18 de julio de 2004.[79]/ También se prevé la refundación de YPFB a partir de la recuperación de las acciones de las empresas capitalizadas administradas por las Administradoras de Fondos de Pensiones y la posibilidad de participar nuevamente y en forma directa en toda la cadena productiva de los hidrocarburos.

Con la aplicación de la Ley 3058 la recaudación anual estimada alcanzaría 573 millones de dólares, generando una recaudación adicional de 286 millones para el sector público (un 3.5% del PIB), de los cuales 129 millones para el Tesoro General de la Nación –TGN– (1.5% del PIB) y 157 millones para los Departamentos (2% del PIB).[80]/

Como era de esperarse las empresas petroleras señalaron que la Ley 3058 era confiscatoria y atentaba contra la seguridad jurídica de las inversiones. Amenazaron que evaluarían el congelamiento de sus inversiones en el país y que algunos campos pequeños podrían cerrar sus operaciones en el corto plazo, ya que no serían rentables con el nuevo nivel impositivo.

---

de acuerdo con que Bolivia exporte gas en el marco de una política nacional que: cubra el consumo de gas de las bolivianas y bolivianos; fomente la industrialización del gas en territorio nacional; cobre impuestos y/o regalías a las empresas petroleras llegando al 50 por ciento del valor de la producción del gas y el petróleo en favor del país; destine los recursos de la exportación e industrialización del gas, principalmente para educación, salud, caminos y empleos? Las cinco preguntas fueron respondidas afirmativamente obteniendo los porcentajes siguientes: 87%, 92%, 87%, 55% y 62%, respectivamente.
http://www.bolivia.com/noticias/AutoNoticias/DetalleNoticia21748.asp

[78] "No acreditable" significa que los pagos por concepto de Impuesto Directo a los Hidrocarburos no se pueden tomar a cuenta del pago del Impuesto a la Renta. "No deducible" significa que los pagos por concepto de Impuesto Directo a los Hidrocarburos no se pueden incluir en la base gravable que sirve para calcular el Impuesto a la Renta.

[79] Dicho impuesto se distribuiría de la siguiente manera: 4% para los departamentos productores de hidrocarburos, y 2% para cada departamento no productor. El saldo se asignaría a TGN, Pueblos Indígenas y Originarios, Comunidades Campesinas, Municipios, Universidades, Fuerzas Armadas, Policía Nacional, entre otros. Los beneficiarios debían destinar los recursos recibidos para los sectores de educación, salud, caminos, desarrollo productivo y a la generación de fuentes de trabajo.

[80] Cálculos tomando en cuenta los volúmenes y precios de la producción de hidrocarburos del 2004. En 2004 la recaudación por regalías y participaciones de acuerdo a la legislación anterior, que contemplaba la existencia de producción en campos nuevos (con regalías y participación de 18%), y antiguos (con regalías y participaciones de 50%), alcanzó a 286 millones de dólares, de los cuales 146 millones se destinaron al TGN y 157 millones a los departamentos productores y Beni y Pando. Véase: Antelo (2005).
http://www.caf.com/attach/11/default/BoliviaposiblesimpactosLeyHidrocarburos (Jun05).pdf

La quinta y más reciente etapa comienza el 1 de mayo de 2006, con el Decreto de Nacionalización expedido por el presidente Evo Morales. De acuerdo el Decreto 28701 el Estado recupera la propiedad, la posesión y el control total y absoluto de los recursos hidrocarburíferos del país. De igual modo, toma el control y la dirección de la producción, transporte, refinación, almacenaje, distribución, comercialización e industrialización de hidrocarburos en el país.[81]/ Las empresas petroleras quedan obligadas a entregar toda la producción de hidrocarburos a YPF, así como migrar sus contratos hacia otros que cumplan condiciones y requisitos legales y constitucionales.

De igual modo, se establece un sistema tributario durante el período de transición de 180 días. Para los campos cuya producción certificada promedio de gas natural del año 2005 haya sido superior a los 100 millones de pies cúbicos diarios, el valor de la producción se distribuye de la siguiente forma: 82% para el Estado (18% de regalías y participaciones, 32% de Impuesto Directo a los Hidrocarburos IDH y 32% a través de una participación adicional para YPFB), y 18% para las compañías (que cubre costos de operación, amortización de inversiones y utilidades). Para los campos cuya producción certificada promedio de gas natural del año 2005 haya sido menor a 100 millones de pies cúbicos diarios, se mantiene la distribución del valor de la producción de hidrocarburos prevista en la ley 3058.

En octubre de 2006 se firmaron 44 nuevos contratos de operación y servicios entre YPFB y 14 empresas, en un contexto de escándalos acerca de la veracidad de los documentos firmados y el carácter secreto de algunos anexos favorables a las transnacionales que les permitirían deducir diversos costos y conseguir mayores utilidades.

Con los nuevos contratos el Estado consiguió mayores ingresos al incrementarse los volúmenes de exportación y alinear los precios contractuales con los observados en el mercado internacional. La renta petrolera para el Estado se incrementó en 600 por ciento.[82]/ A cambio, las empresas extranjeras lograron mantener su presencia en el país, lo cual favoreció particularmente a las que ya están sólidamente posicionadas como era el caso de Total, Petrobras, Repsol y British Gas. Una vez concluida esa etapa el gobierno puso en práctica acciones para avanzar en los proyectos de industrialización, consumo masivo, construcción de ductos y uso productivo de los recursos generados por la exportación de gas.

En 2008 el gobierno avanzó en la recuperación de las refinerías, nacionalizó Transredes y recuperó la mayor parte de las acciones de Andina y Chaco, aunque la administración de ambas se mantuvo en manos de las transnacionales. En contraste y a pesar de los esfuerzos realizados, el gobierno no ha logrado que YPFB recupere la solvencia técnica, administrativa y gerencial para convertirla en base de operaciones para impulsar la industria petrolera en el país, por el contario, la ineficiencia, incapacidad y corrupción se han incrementado (Paz Rada, 2009).

[81] El Ministerio de Hidrocarburos y Energía regulará y normará estas actividades hasta que se aprueben nuevos reglamentos de acuerdo a Ley.

[82] Entre 2004 y 2008 los ingresos por hidrocarburos se incrementaron de 300 a 2,100 mdd, como efecto del endurecimiento del régimen fiscal, los nuevos contratos y el aumento de los precios.

En enero de 2009 se aprobó una nueva Constitución mediante referéndum. Determina que los hidrocarburos son propiedad inalienable e imprescriptible del pueblo boliviano, y que el Estado ejercerá el dominio sobre toda la producción y será el único facultado para su comercialización. Mantiene a YPFB como la empresa estatal encargada de todas las actividades de la cadena de valor, pero da vida a la Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos (EHIH). Permite a YPFB conformar asociaciones o sociedades de economía mixta para las actividades de exploración y explotación, refinación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos, pero la empresa estatal deberá obligatoriamente contar con una participación accionaria igual o mayor al 51% del total del capital social. Obliga a todas las empresas extranjeras a someterse a la soberanía de Bolivia, a la dependencia de las leyes y de las autoridades del Estado; establece que en ningún caso se reconocerá tribunal o jurisdicción extranjera y que la empresa no podrá invocar situación excepcional alguna de arbitraje internacional, ni recurrirá a reclamaciones diplomáticas.

Paz Rada (2009) concluye que los pendientes del decreto de nacionalización –la aplicación de las auditorias a las empresas petroleras, la reestructuración de YPFB y la industrialización del gas–, así como las hipotéticas coinversiones con Venezuela en plantas petroquímica y el nuevo contexto constitucional, son expresiones de la debilidad del Estado en su estructura institucional, ejecutiva y empresarial, que por su incoherencia y por la ausencia de políticas sólidas del gobierno no puede, a pesar de los esfuerzos realizados, enfrentar el poder de las empresas petroleras extranjeras.

Por último, es importante señalar el proceso de balcanización impulsado y alentado por las transnacionales para recuperar sus privilegios, especialmente en lo que toca al acceso a los hidrocarburos y al establecimiento de condiciones de explotación favorables a sus intereses. Se trata de una clásica maniobra de “divide y vencerás”, que forma parte de la contraofensiva del capital para frenar y revertir el proceso nacionalista de recuperación de los hidrocarburos en beneficio del pueblo boliviano.

En efecto, a raíz del decreto de nacionalización y la política petrolera seguida por Evo Morales, se han desatado poderosas fuerzas centrifugas expresadas en luchas regionales por la autonomía y la administración directa de los recursos naturales. Esos conflictos han sido particularmente agudos en el caso de los Departamentos de San Cruz y Tarija, cuyas oligarquías locales tiene gran influencia en la política nacional. Las demandas de los distintos sectores y regiones del país por tener una participación más efectiva en las condiciones de creación y reparto de la renta son ciertamente legítimas, sin embargo la manera como las empresas petroleras en concordancia con fuerzas locales han logrado encauzar el proceso, ponen en peligro la unidad nacional. La nueva Constitución establece la vigencia de 36 naciones con derechos políticos, económicos y jurisdiccionales que a mediano plazo podrían llevar a la fragmentación del país. Por lo pronto, al generarse derecho a favor de algunos pueblos indígenas para administrar los recursos mineros y petroleros, estos han anunciado su intención de otorgar autorizaciones para la exploración y explotación de hidrocarburos en territorio bajo su jurisdicción. En esas circunstancias los enfrentamientos violentos entre indígenas y Departamentos por el control de las reservas no se han hecho esperar.

2.3. Ecuador

Con el abandono del sistema de concesiones en 1971 inicia la historia moderna de la industria petrolera en Ecuador. En adelante la contratación reposaría en la Ley de Hidrocarburos expedida ese año y codificada en 1978.[83]/ Dicha ley se mantiene vigente. Establece que todos los hidrocarburos son patrimonio del Estado y que se explotarán a través de la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) –denominada Petroecuador a partir de 1989– la cual podrá hacerlo ya sea en forma directa, contratando otras empresas o constituyendo compañías mixtas. En esos primeros años la contratación toma dos formas: "Contratos de Asociación" y "Contratos de Prestación de Servicios" o "Contratos de operaciones petroleras". En 1978 se introdujeron los "Contratos de Operaciones Hidrocarburíferas".

En 1982 se reformó la Ley de Hidrocarburos para endurecer los términos y condiciones ofrecidos a las compañías. Los contratos de operación fueron sustituidos por los "Contratos de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos", también denominados "Contratos de Riesgo". En adelante el contratista asumía los riesgos de la exploración; en caso de descubrimiento funcionaría como operadora de la empresa pública, pues ésta última decidiría sobre trabajos, planes, presupuestos, así como volumen y destino de producción, quedando también a cargo del pago de una regalía de entre 12.5 y 18.5 por ciento. El contratista, sin ningún derecho de propiedad sobre los hidrocarburos extraídos, sería retribuido de acuerdo al volumen de producción, pero sin recibir más del 34.8%,[84]/ y pagaría impuestos de acuerdo con el régimen tributario general. En su momento la CEPAL estimó que el contratista tendría que pagar un total del 50% del ingreso bruto obtenido.[85]/ Es importante señalar que la celebración del contrato no podía realizarse sin informes previos del Procurador General del Estado y del Comando Conjunto de la Fuerza Armada. Entre 1982 y 1994 se adjudicaron a las compañías 1.7 millones de hectáreas mediante seis rondas de licitaciones.

Entre 1993 y 1994, durante la administración neoliberal del presidente Sixto Durán, se promulgaron una serie de leyes y decretos para regresarles a las compañías el papel protagónico en la explotación y usufructo del petróleo ecuatoriano,[86]/ con el trillado argumento de escasez de recurso públicos y necesidad de cuantiosas inversiones.[87]/

Se adoptó un nuevo modelo contractual denominado "Contrato de Participación" y se procedió a migrar los contratos de asociación y de prestación de servicios a esa nueva modalidad. Esta sirvió de base para abrir la 7ª ronda de licitaciones. Se flexibilizaron las obligaciones en la etapa de exploración: se ampliaron los plazos, se duplicó la cantidad de hectáreas que podrían adjudicarse, se flexibilizó la restitución de áreas al Estado y se

[83] Decreto Supremo 1459 y Decreto 2967

[84] En promedio, el reparto era de 85/15 por ciento a favor del Estado en la región amazónica, pero disminuía a 65/35 por ciento en la región de la costa para tomar en cuenta la diferencia de costos.

[85] Véase CEPAL 1998, página 95.

[86] Leyes 44 y 49; Decreto 1416

[87] Se hacía hincapié en la necesidad de invertir para elevar reservas y producción, y construir infraestructura para transportar el petróleo a través de los Andes.

introdujeron los “Contratos de Opción Sísmica”, donde no hay obligación de perforar lo cual representa una importante economía para el contratista al evitarle inversiones de riesgo.

En la fase de producción se transfirió al contratista los derechos de propiedad de los hidrocarburos en boca del pozo para que pudiera disponer libremente de su parte; se redujo el tiempo para la amortización de las inversiones de desarrollo y producción.

Algo muy importante fue el cambio radical en los términos del reparto de la producción. Mientras anteriormente la tajada para el contratista se situaba entre 26 y 35%, sin posibilidades de ir más lejos, en adelante alcanzaría entre 82 y 88%.[88]/ Esto significaba una reducción promedio de 75% en la parte que le correspondía al Estado, pues en adelante solo recuperaría entre 12 y 18% de los hidrocarburos extraídos. Con ese atraco, legal pero totalmente injusto, las compañías extranjeras se convirtieron nuevamente en los principales beneficiarios del petróleo ecuatoriano. Para completar el despojo se les dio libertad de disponer libremente de la producción que les tocaba, así como disponer de las divisas conseguidas por exportaciones, convertir en divisas la moneda nacional obtenida por sus actividades en el país, y repatriar libremente el capital. Además se les aplicaría el sistema tributario general (ISR de 36.5%) y no uno de corte petrolero (ISR de 50%).

El 5 de junio de 1998 se expidió la Constitución actual. Esta eliminó la facultad del Estado, concedida en constituciones anteriores, de encomendar solo de manera excepcional la explotación de los recursos no renovables a empresas privadas, por ser ésta explotación un área reservada al Estado. En adelante, el Estado tendría la propiedad sobre los recursos naturales no renovables en el subsuelo, pero dejaría la exploración y explotación de dichos recursos a cargo de empresas públicas, privadas o mixtas. Se elevó así a rango constitucional la propiedad privada de los hidrocarburos extraídos y acaparados por las compañías.

La administración de Jamil Mahuad (agosto 1998- enero 2000) estableció el programa “Ecuador: Apertura 2000”, que incluía cinco proyectos hidrocarburíficos que serían dejado en manos de las compañías: una nueva ronda de licitaciones, la construcción de un oleoducto de crudos pesado, “alianzas estratégicas” para que éstas se hicieran cargo de los campos operados por Petroecuador; el desarrollo del Proyecto Tiputini (ex ITT); y el mejoramiento de las refinerías estatales.

El nuevo gobierno le quitó a Petroecuador áreas en explotación para entregarlas a las compañías mediante “Contratos de Exploración y Explotación de Campos de Producción Marginal”[89]/, simulando que eran campos petroleros poco importantes. A la apertura de lo engañosamente pequeño siguió la entrega de lo grande. En 1999 se introdujeron los “Contratos de Administración Compartida”, así como “Alianzas Operativas” entre empresa nacional y compañías privadas para la explotación de los grandes campos en producción.

---

[88] En el primer caso cuando se produjeran más de 60 mil barriles diarios y en el segundo hasta 30 mil barriles diarios. Decreto 1416 de enero de 1994

[89] De acuerdo con la ley se trata de campos marginales de baja prioridad operacional o económica alejados de la infraestructura de PETROECUADOR o de baja gravedad o que necesitan técnicas de recuperación costosa. Esos campos no podrán representar más de 1% de la producción nacional y se ajustarán a los cánones internacionales de conservación de reservas.

Con esa doble entrega se encaminó al país por el camino nefasto que las compañías y los organismos financieros internacionales impusieron en Venezuela, Bolivia y otros países, sin más finalidad que profundizar la condición del país como abastecedor barato del mercado mundial y dejar en manos de las transnacionales el beneficio de explotar campos descubiertos con recursos públicos, en un clásico proceso de socialización de pérdidas y privatización de la ganancia.

En el marco de la Ley de Transformación Económica del año 2000,[90]/ impulsada por el Gustavo Noboa (enero de 2000 a enero de 2003), que hizo suyo el proyecto de apertura de su antecesor, se liberalizó el transporte de hidrocarburos por oleoductos,[91]/ poliductos y gasoductos, la refinación y las demás actividades de industrialización, así como el almacenamiento y venta de petróleo crudo, gas natural y petrolíferos.

Por otra parte, se modificó la Ley de Hidrocarburos para establecer que en todas las actividades de hidrocarburos quedaban prohibidas las prácticas o regulaciones que impidieran o distorsionaran la libre competencia por parte del sector privado o público. De un plumazo, el dueño del recurso ya no tenía ningún privilegio en materia petrolera respecto a las trasnacionales quitándole al petróleo todo carácter estratégico.

En 2001 Petroecuador fue dividida en tres empresas encargadas de la exploración y producción, la producción de derivados y la distribución y venta de combustibles.[92]/ Con el argumento de mayor eficiencia se encubría el objetivo de facilitar la privatización de actividades y activos de la empresa pública.[93]/ A finales de 2002 comenzó a promocionarse en el extranjero la 9ª ronda para la asignación de 13 bloques petroleros, que afectarían un área de cerca de 2,5 millones de hectáreas, la mayor parte en selva amazónica.

Al inicio de la administración de Lucio Gutiérrez (enero 2003 - abril de 2005) se firmó una carta de intenciones con el FMI. Las condicionantes de ese organismo más las del Banco Mundial se transformaron en el plan de gobierno, incluyendo la privatización de Petroecuador y la ampliación de las zonas objeto de actividades petroleras para garantizar el cumplimiento de las obligaciones del Estado con la banca multilateral. El país se comprometió a dedicar el 80 % de la renta petrolera generada por la extracción de crudos pesados al pago de la deuda externa a partir del año 2006, fecha prevista para inicio de la producción de las áreas que el Estado cedería a las empresas transnacionales.

Sin esperar la aprobación del Congreso y en medio de la polémica, el gobierno procedió a promulgar una serie de decretos supremos para ofertar lo más rápidamente posible los

---

[90] (Ley No. 4)

[91] Esa modificación posibilitó que l nuevo oleoducto de crudo pesado pudiera ser construido y administrado por empresas privadas.

[92] Se trata de Petroproducción, Petroindustrial y Petrocomercial,

[93] El Plan de Gobierno de Álvaro Noboa ("El petróleo, una fuente de ingresos para el desarrollo social") retomó textualmente un editorial del Diario el Comercio que se expresaba en los términos siguientes: "El fracaso de la política petrolera en el Ecuador está basada en una institución politizada, ineficiente y burocratizada como es PETROECUADOR, que es el mayor pecado institucional y político del Estado y la sociedad ecuatorianos". Véase: http://www.votebien.ec/planes/planalvaronoboa.doc

campos petroleros que Petroecuador tenía en explotación, reservando para ese efecto "Contratos de Asociación", que a la postre resultaron inconstitucionales.[94]/ En noviembre se abrió la licitación en medio de una gran polémica; [95]/ en la que obviamente participó Repsol YPF. Quince meses después cayó el gobierno.

En 2006 la presión social obligó al gobierno a dar por terminada el contrato de explotación petrolera con la empresa Occidental (Oxy) por incumplimiento del mismo. Como represalia el gobierno de los EU canceló la negociación de un tratado de libre comercio.[96]/

La movilización popular, especialmente indígena, llevó al Congreso a reformar la Ley de Hidrocarburos para permitir al Estado revisar su participación en los contratos petroleros con miras a redistribuir las ganancias derivadas del aumento en el precio del petróleo. Esa reacción era lógica pues las petroleras estaban obteniendo ganancias desmedidas por los altos precios del crudo, ya que los contratos vigentes se adjudicaron o fueron renovados en un contexto de precios de entre 11 y 15 dólares el barril y la carga fiscal se estableció para ese nivel de precios. Como los precios superaban los 50 dólares la carga tributaria no estaba a la altura de las circunstancia, por lo que las empresas hacían un gran negocio en perjuicio del Estado. Esta realidad se reflejaba en los rendimientos de las inversiones: en el caso de la Oxy, habrían alcanzado sobre un 200 por ciento de ganancia, cuando la utilidad calculada a la fecha de la renegociación era del 22 por ciento. A partir de la lectura de ese ejemplo de rendimiento desmesurado, que se repetía con las otras petroleras, la revisión de la participación del Estado en las ganancias extraordinarias estaba justificada. La reforma a la Ley de Hidrocarburos tuvo por objeto aumentar la participación del Estado para que pudiera recuperar el 50 por ciento de los ingresos derivados del diferencial de precios,[97]/ es decir, para que la ganancia extraordinaria se repartiera a partes iguales entre el Estado y las compañías.

[94] Las empresas extranjeras se comprometen a una producción base, que corresponde a la actual producción de esos lotes. Además deben efectuar inversiones que permitan aumentar la producción. El Estado se queda con 35% de la producción incremental, más regalías de entre 12.5 y 18% dependiendo del nivel de producción, de ahí que la parte del Estado podría llegar a 57%.

[95] Empezando por los campos –Shushufindi, Lago Agrio, Auca y Culebra-Yulebra.

[96] La Oxy ha presentado una demanda contra la decisión ecuatoriana ante un tribunal internacional creado por el Banco Mundial para dirimir conflictos entre gobiernos y empresas privadas. Cabe destacar la ausencia de una propuesta de negociación "razonable" por parte de la transnacional, que consideraba que la influencia política de Estados Unidos era suficiente presión sobre el régimen ecuatoriano. Véase Ponce J (2006). "Ecuador La coyuntura en un año electoral, La Insignia, agosto.

[97] Diferencia entre el precio establecido en el contrato y el precio en el mercado internacional.

2.4. Perú

Hasta 1993 el marco jurídico para la contratación petrolera era bastante flexible al considera tres modalidades contractuales negociadas caso por caso:[98]/ i) los "Contratos de Operación" o de "Participación en la Producción" que le permitían al contratista explorar y en caso de encontrar petróleo entregaba la totalidad de la producción a Petróleos del Perú, empresa pública que lo retribuía ya sea en efectivo o en especie en función del volumen o del valor de producción; ii) los "Contratos de Servicio con Riesgo", donde el contratista asumía el riesgo exploratorio y recibía un pago en dinero por la extracción de petróleo conforme a una tarifa fijada contractualmente; iii) los "Contratos de Servicio", similares a los anteriores pero que no incluían actividades de exploración y que también se aplicaban a las actividades de extracción mejorada de los hidrocarburos contenidos en los yacimientos.

También existía la posibilidad de una "Asociación" de Petroperú con el contratista. La legislación reservaba para el Estado la propiedad de los hidrocarburos en el subsuelo pero la transfería a la empresa pública en boca del pozo debiendo pagar por ello una regalía (8%); los contratistas estaban sujetos solo al régimen tributario general. La empresa pública también tenía la exclusividad en refinación y comercialización mayorista y petroquímica.

En 1987 se otorgaron incentivos a la inversión sin modificar las modalidades contractuales.[99]/ Se incrementó la cantidad de lotes que podían otorgarse a un contratista y se ampliaron los plazos de exploración. El Banco Central de Reserva de Perú garantizaría la libre, directa e inmediata disponibilidad de divisas para las compañías petroleras. Se estableció un método de la depreciación acelerada de 5 años. El ISR (55%) y el impuesto a las remesas (30%) permanecieron sin cambio dando por resultado un impuesto efectivo máximo de 68.5%.[100]/ En 1990 el ISR se redujo a 45% resultando un impuesto combinado de 61.5%.

A mediados de 1990 se puso en marcha un programa neoliberal de estabilización macroeconómica y reformas estructurales. La fuerza de la ola llevó a una nueva Constitución en 1993. La inversión nacional y la inversión extranjera quedaron sujetas a las mismas condiciones. Las actividades empresariales del Estado se definieron como subsidiarias y realizables solo por razones de alto interés público o de alta conveniencia nacional. En consecuencia el Estado inició un retiró progresivo de las actividades productivas y comerciales, y brindó garantías especiales para la inversión extranjera.

Petroperú fue obligado a vender sus yacimientos del noreste y de la selva a empresas privadas en 1996,[101]/ lo cual concretó la privatización completa de las actividades corriente

---

[98] Decretos Ley 22.774 y el 22.755, ambos de 1979, así como los 22.862 de 1980, y 24.782 de diciembre de 1987.

[99] Decreto Ley 24.782 de 1987

[100] Impuesto efectivo máximo=ISR+Impuesto a las remesas = 0.55(I-C) + 0.3(0.45 (I-C)) = 0.685(I-C), donde I = Ingreso y C = Costos.

[101] Antes de privatizar los lotes Petroperú invirtió en ellos más de 200 millones de dólares entre 1992 y 1995, para hacerlos más atractivos al inversionista extranjero. Pero de 1996 al 2005, Petroperú solo invirtió 108 millones. Petromar, subsidiaria de Petroperú dedicada a la exploración y explotación de los hidrocarburos del zócalo continental en la costa norte del país, fue adquirida por Petrotech International Inc que incrementó de 70

arriba, tal como se hizo en Bolivia y Argentina.[102]/ Ese mismo año vendió la Refinería La Pampilla. De 1992 a 1994 ya se había privatizado la flota petrolera, las estaciones de servicio y la compañía Sol Gas (distribuidora de gas LP).

En 1993 se promulgó una nueva Ley de Hidrocarburos.[103]/ La nueva legislación preservó las modalidades contractuales existentes pero implantó nuevamente el sistema de concesiones en la forma de "Contratos de Licencia", otorgados por una nueva agencia de promoción de inversiones y contratación petrolera denominada Perupetro. Bajo la nueva modalidad contractual, el Estado siguió siendo el propietario de los recursos in situ, sin embargo el contratista pasaba a ser dueño de los hidrocarburos producidos, quedando sujeto al pago de una regalía de entre 20 y 30%. Se eliminó la participación de Petroperú que en el pasado había llegado hasta 50%, así como la obligación de perforar un número determinado de pozos de exploración. La duración de los contratos se amplió a 30 años.

Se estableció una regalía progresiva de acuerdo con la relación entre los ingresos obtenidos por el contratista y las erogaciones realizadas.[104]/ El ISR disminuyó a 30% y la regalía se consideró como un gasto deducible, adicionalmente, se eliminó el impuesto a las remesas. Por pragmatismo pero también con fines de opacidad, se redujo la cantidad de organismos que debía opinar sobre los contratos.[105]/ Se eliminó la restricción de restituir el 50% del área objeto del contrato al concluir la fase de exploración, así como la obligación de abastecer el mercado interno y, en caso de hacerlo, se le pagaría el precio internacional. Se introdujo el arbitraje internacional para la solución de controversias y se confirmó la garantía de estabilidad tributaria.

En 2002 se concedió un descuento de 30% en la tasa de regalía para los contratos en fase de exploración, con la finalidad de alentar la inversión.[106]/ En el caso de los yacimientos en explotación se establecieron dos mecanismo para determinar la regalía: el primero de acuerdo a la escala de producción,[107]/ y el segundo con respecto al resultado económico.[108]/ En la actualidad se estima que las regalías oscilan entre el 20 y el 25% del valor bruto de la producción,[109]/ con valores más importantes para los grandes campos como Camisea. Los

---

a 84 el porcentaje de petróleo que retendría en compensación por los servicios brindados. Además, desde el inicio de sus operaciones la empresa redujo su producción en 10 % en relación a lo que había pronosticado. Véase Ruiz Caro A (2002).

[102] La privatización parcial de Petroperú, la mayor empresa del país por su magnitud económica expresada en sus ventas y su contribución directa e indirecta al fisco, representó el 10% del total de las transferencias de empresas públicas al sector privado. Para el resto de actividades se planteó una privatización por unidades de negocios pero no se concluyó, entre otras razones, por la oposición social. En la actualidad la empresa pública controla el oleoducto troncal, cuatro pequeñas refinerías y algunas redes de distribución y comercialización de petrolíferos.

[103] Ley Orgánica de Hidrocarburos (26.221) y Ley de creación de Perupetro (26.225)

[104] Dicha relación se conoce en la jerga petrolera como "Factor R".

[105] Si antes se necesitaba la aprobación del Consejo de Ministros, refrendado por dos ministerios y la opinión favorable de ocho entidades, en adelante serían aprobados por decreto supremo refrendado por los Ministerios de Economía y Finanzas y de Energía y Minas.

[106] Sin embargo se estableció una regalía piso del 13.8%

[107] La tasa es de 5% para producción menor a 5,000 bd; entre 5 y 20% por un volumen de hasta 100,000 bd y 20% para flujos más importantes.

[108] Regalía fija de 5% más un suplemento en función de la relación entre ingresos egresos acumulados.

[109] Véase Campodónico, "Petróleo, gas e ingresos fiscales", 1 de diciembre de 2006,

cambios atrajeron a las compañías y la suscripción de contratos aumentó. Petroperú otorgó 15 licencia en 2005 y otras 16 en 2006. Al comienzo de 2007 había 61 contratos vigentes.[110]/

2.5. Venezuela

La Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos del 29 agosto de 1975, también llamada Ley de Nacionalización, reservó para el Estado todo lo relativo a la exploración, explotación, manufactura o refinación de los hidrocarburos, así como transporte, almacenamiento y el comercio.[111]/ Así quedó abolido el antiguo sistema de concesiones. En adelante el Estado ejercería directamente esas funciones a través del Ejecutivo Nacional o por medio de entes de su propiedad, pudiendo en ambos casos celebrar con empresas privadas "Convenios Operativos" para la mejor realización de sus funciones, sin que en ningún caso esas gestiones afectaran la esencia de las actividades. En casos especiales y cuando así conviniera al interés público, el Ejecutivo Nacional o los entes referidos podrían celebrar también "Convenios de Asociación" pero de duración determinada y participación pública suficiente para garantizar el control por parte del Estado. Para la celebración de los convenios se requeriría autorización de las Cámaras en sesión conjunta.

Al inicio de la década de los años 90 se reinterpretó el Artículo 5 de la Ley de Nacionalización para permitir el regreso de las compañías mediante diversas figuras contractuales que invariablemente abrían la puerta de la renta petrolera.[112]/

Mediante tres rondas de licitaciones y una adjudicación directa realizadas entre 1992 y 1997, la antigua PDVSA otorgó "Contratos de Servicios para la Recuperación Secundaria en Campos Marginales de Petróleo Pesado y Extra Pesado ya Descubiertos".[113]/ Formalmente identificados como "Convenios Operativos", en la práctica se desempeñaban como contratos de explotación que nunca fueron sometidos a la aprobación del Poder Legislativo y que enmascararon verdaderas concesiones.[114]/

Desde el punto de vista del funcionamiento financiero, en los convenios operativos las empresas operadoras recibían un pago por el servicio prestado, el cual se calculaba con base una la tasa interna de retorno indexada a la producción y al precio del petróleo. Desde el punto de vista tributario, las compañías petroleras quedaban sujetas a las obligaciones

---

http://www.cristaldemira.com

[110] Se trata de 37 contratos de exploración y 18 de explotación (12 licencias y 4 contratos de servicios operativos)

[111] El control de las obras requeridas para el manejo de los hidrocarburos también quedó como materia reservada.http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.sp/design/readmenu.tpl.html&newsid_obj_id=163&newsid_temas=6

[112] La apertura fue obra de la alta gerencia de la vieja PDVSA, en combinación con las empresas transnacionales y la elite política venezolana de la IV República.

[113] En la primera generación de contratos (1992) se estableció que la perforación no podría ser más profunda de lo avanzado previamente, pero se permitió la exploración horizontal. En los contratos de segunda generación (1993) se autorizó una perforación más profunda, abriendo la posibilidad de nuevos hallazgos desvirtuando la intención original de solo permitir inversión privada para mejorar la recuperación de los hidrocarburos in situ ya descubiertos. En la tercera generación (1997) se otorgaron condiciones aún más ventajosas. En total, durante el periodo referido se celebraron 32 convenios operativos.

[114] Véase: http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.sp/design/readmenuprinc.tpl.html&newsid_temas=88

fiscales de una empresa privada no petrolera por lo que solo se les aplicaba la tasa ordinaria del impuesto sobre la renta de 34% en lugar la tasa de 67,7% que pagaba PDVSA. Las compañías no pagaban la regalía de 16.66% pues ésta quedaba a cargo de la empresa pública.

Adicionalmente, en 1996 se suscribieron "Contratos para la Exploración de Nuevas Áreas y la Producción de Hidrocarburos" bajo el esquema de ganancias compartidas, para operar en 10 bloques ubicados en diferentes regiones del país.

A esas dos modalidades de contrato se agregó una tercera: las Asociaciones Estratégicas para la explotación de gas natural, la comercialización de Orimulsión o el mejoramiento de crudo extrapesado de la Faja Petrolífera del Orinoco, celebradas entre 1993 y 1997. [115]/ Esos convenios tampoco cumplieron con la ley pues el socio mayoritario no era el Estado.[116]/

Por lo que toca al gas natural no asociado, las actividades de E&P se abrieron a la inversión privada al entrar en vigor de Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos en 1999, la cual establece que dichas actividades podrán llevarse a cabo por empresas privadas nacionales o extranjeras con o sin participación del Estado.[117]/ La Ley estableció una regalía del 20%, calculada sobre el precio del gas a boca de pozo. La primera y única ronda de licitaciones culminó con el otorgamiento de 6 "Licencias" en junio de 2001.[118]/

La apertura privatizó una parte importante de la producción petrolera del país. Al cierre del primer semestre de 2005, la producción promedio de crudo era de 3 millones 312 mil barriles diarios. De esa cantidad, 2 millones 191 mil barriles diarios correspondían al esfuerzo propio de PDVSA, mientras que 498 mil provenían de los Convenios Operativos, 5 mil del Esquema de Ganancias Compartidas y otros 618 mil de los Convenios de Asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco.[119]/

El balance de la apertura petrolera fue negativo: a las consecuencias nefastas sobre control soberano de los recursos naturales (privatización de un flujo de más de 500 mil barriles diarios y el sometimiento a tribunales extranjeros para la solución de controversias con

---

[115] Entre los proyectos aprobados se encontraban los siguientes: i) Proyecto Cristóbal Colón, con la participación de PDVSA a través de su filial Lagoven; Shell, Exxon y Mitsubishi, para la explotación del gas natural en cuatro yacimientos en el Caribe y Golfo de Paria, en el oriente del país; ii) Proyecto para la Comercialización de Orimulsión, con la participación de PDVSA a través de su filial Bitor (Bitúmenes del Orinoco) y Mitsubishi; iii) Sincor y Petrozuata (autorizadas en 1993); Ameriven y Cerro Negro (autorizadas en 1997) para la explotación de la Faja Petrolífera del Orinoco.

[116] La alta dirección de PDVSA aprovechó la interpretación que la sentencia de la Corte Suprema de Justicia en 1990 hizo del articulo 5to de la Ley de Nacionalización en cuanto al "Control del Estado", meramente como un control jurídico, para establecer una participación minoritaria del Estado en todos los convenios de asociación. De esta manera, en Sincor, el socio principal siempre fue Total (47%); el segundo socio, en la actualidad, es Statoil (15%); mientras que PDVSA tiene el restante 38%. En Petrozuata ConocoPhillips posee 50,1%, y PDVSA retiene el 49,9% restante.

[117] Gaceta Oficial de la República de Venezuela del 23 de septiembre de 1999.

[118] Licencias 116, 117, 118, 119 y 120 para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos Gaseosos no Asociados. Ministerio de Energía y Minas. Gaceta Oficial No. 37266 del 22 de agosto de 2001.

[119] Véase: http://www.pdvsa.pdv.com/index.php?tpl=interface.sp/design/readmenuprinc.tpl.html&newsid_temas=81

PDVSA), se sumaron ilícitos,[120]/ situaciones fuera del Estado de derecho (véase el recuadro 1), y grandes pérdidas económicas para el país. Según cifras del Ministerio de Energía y Petróleo, los 32 convenios dejaron pérdidas al país por 258 millones de dólares solo en 2004, al margen de evasiones fiscales estimadas en dos mil millones de dólares en el periodo 1994-2004.[121]/

Recuadro 1
Convenios al margen del marco jurídico

De acuerdo con la Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos, los Convenios Operativos se limitaban a contratos de servicio que no desnaturalizaran la esencia misma de las actividades reservadas al Estado, que ayudaran para la mejor realización de las funciones del ente contratante (PDVSA) y no que permitieran que las empresas operadoras o contratistas se hicieran participes, ni que adquiriesen derechos sobre los volúmenes, reservas y precios petroleros, u operaran sobre el objeto mismo de la reserva de la Ley.

Con estos Convenios, en realidad, PDVSA entregó a terceros las actividades de exploración y producción, reservadas por la ley de Nacionalización a las empresas del Estado o a la figura de Convenio de Asociación con una empresa del Estado.

En lo jurídico, el hecho de que los Convenios Operativos fueran ilegales desde la Primera Ronda, se desprende de un estudio jurídico detallado de todos los Convenios Operativos realizado por el Ministerio de Energía y Petróleo en 2004. No fueron, definitivamente, lo que se pretendía en la Ley simples empresas de servicio; sino contratos de producción de petróleo. Tanto es así que muchos de ellos, de hecho, presentan las reservas de hidrocarburos correspondientes en sus libros con la aprobación de la Comisión de Valores de los Estados Unidos (Securities and Exchange Comisión).

Del estudio realizado por el Ministerio de Energía y Petróleo se desprende, además, que con cada nueva ronda o adjudicación directa, los Convenios Operativos se hicieron aún más ilegales.

Los Convenios Operativos se presentaron a la opinión pública como una solución a la producción y el manejo de Campos Marginales, es decir, aquellos que requerían inversiones adicionales importantes para ser reactivados y que PDVSA no consideraba prioritario reactivar con recursos propios.

Tal como se informó entonces, con la Primera Ronda se entregarían campos marginales abandonados o inactivos; así, en efecto, se hizo. En la Segunda Ronda, ya se trataba de Campos Marginales inactivos y activos. Pero cuando se entregó por adjudicación directa el campo Boscán en 1995, éste producía 80 mil barriles diarios, con lo que difícilmente puede calificarse como campo marginal. En la Tercera Ronda se entregaron oficialmente Campos Marginales en producción.

De acuerdo con el artículo 5º de la Ley de Nacionalización, los Convenios Operativos no deberían afectar la esencia de la actividad reservada al Estado, lo que es muy difícil de sostener cuando los supuestos servicios suman 52% del valor de mercado del producto. Por otra parte, en la exposición de motivos de esa Ley se establecía expresamente, que tales Convenios no podrían comprometer un porcentaje significativo de la producción.

Fuente PDVSA: http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.sp/design/readmenuprinc.tpl.html&newsid_temas=88
http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.sp/design/readmenu.tpl.html&newsid_obj_id=409&newsid_temas=88

[120] Compañías transnacionales no pagaban el impuesto sobre la renta y cometían una serie de ilícitos, al sobrepasar los volúmenes inicialmente acordados, ocultar el verdadero volumen, o extender el área geográfica bajo convenio". En el caso de Sincor se amplió la explotación del yacimiento de 200 a 500 km2.
[121] Véase: http://www.elcorreo.eu.org/esp/article.php3?id_article=5186

Esa situación comenzó a cambiar radicalmente con el ascenso del presidente Hugo Chávez. El 15 de diciembre de 1999 fue aprobada, mediante referendo, una nueva Constitución,[122]/ la cual considera los yacimientos de hidrocarburos como bienes del dominio público y reserva para el Estado la actividad petrolera. Establece que el Estado conservará la totalidad de las acciones de PDVSA exceptuando las de las filiales, asociaciones estratégicas, empresas y cualquier otra que se constituya como consecuencia del desarrollo de negocios de PDVSA. De acuerdo con el texto constitucional, el ingreso que se genere por la explotación petrolera propenderá a financiar la inversión real productiva, la educación y la salud.

A partir de los cambios constitucionales surgió la Ley Orgánica de Hidrocarburos, la cual fue aprobada el 13 de noviembre de 2001.[123]/ Establece que las actividades de exploración y producción de petróleo y gas serán realizadas directamente por el Ejecutivo, por empresas de su exclusiva propiedad o por empresas donde tenga el control de sus decisiones al mantener una participación mayor de 50% del capital social. Con las empresas mixtas se busca que el Estado sea siempre el dueño del negocio. Aunque el recurso extraído será propiedad del consorcio no podrán comercializar el petróleo por ser una actividad reservada el Estado a través de PDVSA. Además, las empresas mixtas deberán ser aprobadas por la Asamblea Nacional, Poder Nacional que a diferencia de lo sucedido en la IV República, daría el visto bueno a negocios específicos y no a bases generales, como sucedió durante la apertura petrolera.

La Ley Orgánica de Hidrocarburos de 2002 estableció una regalía para el petróleo convencional del 30%, con descuentos para yacimientos maduros (20%), hidrocarburos extrapesados (20%) y bitumen de la Faja del Orinoco (16.66%). En octubre de 2004 el gobierno aplicó la norma, en consecuencia la regalía pasó de 1% a 16.66% para las Asociaciones y a 30% para los Convenios Operativos.[124]/ El Ejecutivo Nacional tomó esta decisión luego de estudiar los extraordinarios resultados financieros obtenidos por estas Asociaciones, resultados que les permitieron cancelar una deuda cercana a los 9 mil millones de dólares en apenas cuatro años y reflejar dividendos extraordinarios a las casas matrices de las compañías.[125]/ Meses más tarde, el 12 de abril de 2005, estableció un techo de 66.67% sobre el precio de venta para cubrir el servicio de los convenios operativos y puso fin al pago en dólares de dichos servicios por contravenir el régimen cambiario que establecía la obligatoriedad de realizar las operaciones en bolívares.

A mediados de 2006 se volvió a modificar el sistema fiscal. El ISR petrolero aplicado a las Asociaciones de la Faja del Orinoco pasó del 34% al 50% y se introdujo dos nuevos impuestos: el Impuesto de Registro de Exportación (0.1% del valor de los hidrocarburos exportados) y el Impuesto a la Extracción calculado y aplicado a la producción en boca del

---

[122] La nueva Constitución fue proclamada por la Asamblea Nacional Constituyente el 20 de diciembre. http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.sp/design/readmenu.tpl.html&newsid_obj_id=92&newsid_temas=6

[123] Gaceta Oficial N° 37.323 de fecha 13 de noviembre de 2001

[124] En el Informe Anual 2005 Repsol YPF asentó una "pérdida" de 85 millones de euros debido al cambio en el régimen fiscal del Convenio Operativo Mene Grande.

[125] http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.sp/design/readmenu.tpl.html &newsid_obj_id=433&newsid_temas=89

pozo. Este último, se aplicaría a todos los productores de petróleo (PDVSA, asociaciones, convenios, contratos, empresas mixtas) y tendría una tasa variable de tal forma que sumado a la regalía (30% y 16.66% según el caso) le permitiera al gobierno recuperar directamente 1/3 del valor de cada barril extraído.

El 12 de abril de 2005 iniciaron las negociaciones para adecuar los convenios operativos al nuevo marco legal. El gobierno puso como límite el 31 de diciembre de 2005 para que las empresas petroleras aceptaran la reconversión de los 32 contratos en sociedades mixtas con una participación de entre 60 y 80% por parte de PDVSA, tras un periodo de transición.[126]/ En agosto de ese año se firmaron los primeros ocho convenios transitorios para su transformación a empresas mixtas.[127]/ Para enero de 2007 los 32 convenios operativos ya habían pasado a control venezolano, poniendo fin a las concesiones disfrazadas otorgadas durante la apertura petrolera. PDVSA estima que la conversión representará para el país un ahorro superior a 31 mil millones de dólares.[128]/ Cabe destacar que el gobierno del presidente Chávez canaliza el 30% del ingreso petrolero hacia programas sociales, a través de fideicomisos que suscribe PDVSA con las dependencias públicas.

*
* *

Durante la década de los años 80 y 90 las economías de Argentina, Bolivia, Ecuador, Perú y Venezuela fueron sometidas a programas de ajuste estructural basados en la desregulación liberalización y privatización. En materia de hidrocarburos se realizaron modificaciones que permitieron transferir poco a poco o radicalmente las actividades petroleras a compañías privadas; en algunos casos (Argentina) se prohibió a la empresa estatal asociarse con titulares de permisos y concesiones y se le obligó a vender la totalidad de sus acciones; en Bolivia se le dividió en varias empresas dejando a cargo del sector público actividades productivas de menor importancia; en Perú se le desmanteló y se puso en venta sus activos; en Venezuela el Estado perdió el control real de PDVSA y se introdujeron modalidades contractuales que encubrían un sistema de concesiones petroleras con cargas fiscales muy reducidas.

En la actualidad observamos el regreso del péndulo. A lo largo de la presente década se ha observado un movimiento de nacionalismo ascendente, alentado por los saldos negativos del neoliberalismo y el encarecimiento del precio del petróleo. En los países en donde los recursos en hidrocarburos representan un patrimonio nacional importante y constituyen la principal actividad económica (Bolivia, Ecuador y Venezuela), las protestas en contra de las privatizaciones han sido de tal magnitud que han conducido a la caída del gobierno. Líderes populares provenientes de partidos de izquierda han accedido al poder con el compromiso de revertir la privatización y regresar al país la propiedad de los hidrocarburos extraídos y sus

---

[126] El proceso de migración dependía de un acuerdo previo con el Servicio Nacional Integrado de Administración Tributaria (Seniat)

[127] Las primeras empresas que aceptaron firmar fueron Repsol (España); CNPC (China); Harvest Vinccler (EU.); Hocol (GB); Vinccler oil and Gas (Venezuela); Inemaca, Suelopetrol y Open.

[128] Véase http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.sp/design/salaprensa/readesp.tpl.html&newsid_obj_id=2442&newsid_temas=57.

beneficios.[129]/ En años recientes se han producido cambios constitucionales y legales para fortalecer a las empresas estatales y se han incrementado los controles y la carga impositiva sobre las compañías petroleras privadas. En Argentina el Estado comenzó nuevamente a desarrollar actividades empresariales en el sector. Perú haces las veces de excepción pues aún han llegado al poder un gobierno decidido a revertir la privatización.

[129] La necesidad de recursos económicos para financiar los programas de gobierno, aunado al imperativo de realizar cambios fundamentales en el modelo económico imperante, ha llevado a los gobiernos surgidos de movimientos populares a ver en la industria de los hidrocarburos un potencial económico aprovechable y, por lo tanto, a iniciar procesos de recuperación de activos y actividades. Esa tendencia ha sido reforzada por el potencial político que representan, pues la protesta social en contra de las políticas neoliberales, protesta que crea inestabilidad e ingobernabilidad, toma frecuentemente como bandera de lucha la defensa de los recursos naturales, en especial los hidrocarburos.

3. LOS PAÍSES LATINOAMERICANOS EN LA ESTRATEGIA DE REPSOL YPF

El gobierno español creó Repsol en 1996 a partir de Instituto Nacional de Hidrocarburos.[130]/ Este organismo agrupaba los activos públicos en el sector petrolero, principalmente en refinación de petróleo crudo y distribución de productos derivados. En un comienzo había sido de propiedad enteramente pública pero mediante una serie de ofertas públicas de venta el sector privado adquirió una participación del 46%. La privatización de la nueva empresa concluyó en 1997. Dos años más tarde y como reconocimiento a la importancia de la adquisición de YPF, empresa pública argentina malbaratada por el presidente Menem, Repsol cambia su razón social a la que ahora conocemos.

Repsol YPF es hoy una compañía de gran tamaño en la industria petrolera internacional, con operaciones en todos los eslabones de la cadena tanto del petróleo como del gas natural; también tiene actividades en la petroquímica y la electricidad. Produce 525 mil barriles diarios de petróleo crudo y 3,387 millones de pies cúbicos diarios.[131]/ Sus ingresos globales llegan a 10,454 millones de euros (13,120 millones de dólares).[132]/ Al cierre de 2006 tenía participación, directa o mediante subsidiarias, en bloques de exploración y producción de petróleo y gas en 25 países, siendo operador en 20 de ellos. Las actividades de E&P representan el 18.1% de sus ingresos, pero el 55.1% de sus resultados de operación y el 70.8% de sus inversiones. Su composición accionara está compuesta fundamentalmente por capital español y estadounidense.[133]/

3.1. Estrategia inicial basada en cuatro pilares

Desde su fundación Repsol se planteó una estrategia basada en cuatro pilares:[134]/

- Mantenimiento del liderazgo en las actividades tradicionales en el mercado español;
- Crecimiento en E&P mediante el desarrollo de nuevos descubrimientos y adquisiciones, dando prioridad a las reservas de gas natural para el mercado doméstico;
- Expansión internacional, principalmente en Latinoamérica;
- Generación eléctrica con gas natural propio .

Así, desde un inicio América Latina y las actividades de E&P estuvieron en la mira de Repsol, empresa hasta entonces concentrada en el mercado español y a las actividades aguas

---

[130] Observatorio de la Deuda en la Globalización, "Dossier Repsol YPF", abril 2006. http://www.quiendebeaquien.org/spip.php?article146

[131] Cifras al cierre de 2006.

[132] Utilizando un tipo de cambio de 1 euro por 1.255 dólares (cotización promedio de 2006)

[133] Su composición accionaria es la siguiente: 35.3% inversionistas estadounidenses, 23% inversionistas españoles y 13% inversionistas del resto del mundo – la mayoría de América y España–, con la especial participación de algunos accionistas minoritarios: 12.5% La Caixa, 5.3% Grupo BBVA, 15.6% Repinves (controlada por La Caixa en un 41.4%) y 4.8% la petrolera estatal mexicana PEMEX. Véase: De Dicco, R. "Análisis de la participación de los principales conglomerados empresarios en las diversas fases de la cadena gasífera y en otros segmentos del mercado energético de Argentina2, IDICSO, Universidad del Salvador, Argentina, 2004

[134] Repsol YPF, perspectiva histórica en: http://www.repsolypf.com/es_es/todo_sobre_repsol_ypf/conocer_repsol_ypf/perspectiva_historica/08_adquisicion_de_ypf.aspx

abajo. *Buscaba aprovechar la ola de liberalización y privatización del sector petrolero en el nuevo continente, pero también las sinergias económicas, políticas y diplomáticas del despliegue masivo de inversiones españolas en las antiguas colonias, en esa reconquista económica con el mismo contenido expoliador de antaño.*

Repsol ingresó en Sudamérica adquiriendo bloques de E&P ofertados por los países, comprando participaciones en lotes ya productores o adquiriendo compañías con reservas probadas. Sin embargo, la firma española no se ha limitado a participar en los primeros eslabones de la cadena petrolera. No ha dejado pasar lucrativas oportunidades en refinación, transporte, distribución y comercialización, sobre todo aquellas altamente rentables.

Además, su estrategia de integración vertical va más allá del concepto clásico "desde el pozo hasta la bomba de gasolina", pues ahora también incluye desde el pozo de gas hasta la generación y venta de electricidad, pasando por el transporte del hidrocarburo desde los campos de producción hasta la central eléctrica utilizando una serie de gasoductos o una cadena de gas natural licuado. Poseer el control corriente arriba (exploración y producción) y corriente abajo (refinación, comercialización y transporte) es una combinación de negocios que permite maximizar rentas económicas y obtener grandes ganancias.

La estrategia de integración también comprende una dimensión horizontal, es decir, de expansión dentro de un mismo sector de actividad, adquiriendo más títulos mineros, construyendo nuevas unidades de negocio o absorbiendo empresas rivales. En suma, *la estrategia de integración vertical y horizontal de Repsol YPF ha sido fundamentalmente oportunista pero selectiva, variando según la cadena el eslabón y el país.*

La compra de YPF, empresa integrada verticalmente y con abundantes reservas, significó un cambio cualitativo de primera importancia para Repsol, debido a la complementariedad de los activos de ambas empresas. La mayor experiencia de Repsol se encontraba en las actividades corriente abajo, en cambio YPF se concentraba en las actividades corriente arriba. Las reservas probadas de YPF permitieron a Repsol mejorar la integración vertical de sus actividades petroleras, a su vez, los activos que tenía YPF en Bolivia, Ecuador y Venezuela, vinieron a complementar los que tenía Repsol en Argentina, Colombia, Ecuador, Perú, y Trinidad y Tobago, potenciando una *estrategia de expansión regional.*

Como resultado, en el año 2000, América Latina concentraba el 86% de las reservas y el 81% de la producción de hidrocarburos de Repsol YPF, así como el 28% de sus ingresos operacionales, y el 53% de sus ganancias operacionales.[135]/

En 2006 Repsol YPF ajustó su estrategia de E&P,[136]/ estableciendo como objetivos el crecimiento en producción y reservas, la diversificación geográfica, la excelencia operativa para obtener costos bajos y la rentabilidad con un incremento de los márgenes unitarios medios. Para conseguir dichos objetivos estableció un conjunto de líneas estratégicas: fortalecer y consolidar el negocio integrado de gas natural licuado; aprovechar oportunidades

[135] CEPAL, Hidrocarburos: Inversiones y Estrategias Empresariales en América Latina y el Caribe, en "La Inversión extranjera en América Latina y el Caribe", Santiago de Chile, 2001
[136] Repsol YPF, Áreas de Negocios 2006.

en proyectos de regasificación; incrementar los niveles generales de la actividad exploratoria; realizar sondeos de exploración selectivos; adquirir nuevo dominio minero con alto potencial; maximizar el aprovechamiento del potencial exploratorio de activos maduros ya en cartera; optimizar el porfolio de proyectos y desarrollar proyectos de crudos pesados seleccionados de acuerdo al potencial de rentabilidad para la compañía.

En ese nuevo marco el futuro de Repsol YPF en Sudamérica parece limitado. En efecto, existen indicios de que la región está perdiendo peso en la estrategia de la compañía. Un ejemplo ilustrativo es lo que ocurre en Argentina, Bolivia, y Brasil, zona conocida como ABB en los informes de la compañía (véase el cuadro 11). Aunque dicha zona mantiene su participación en los ingresos del grupo español (26%), su peso en las inversiones se ha desplomado, pasando de 60% a solo 24%. Con el aumento del precio del petróleo Repsol YPF ha duplicado su presupuesto de inversión sin embargo el monto destinado a la región ha disminuido en términos absolutos y relativos.

Cuadro 11. Repsol YPF, ingresos, resultados e inversiones en 2002 y 2006
(en millones de euros y en porcentaje)

	2002	%	**2006**	%
Ingresos de las operaciones	36,490	100.0	55,080	100.0
España	25,135	68.9	29,800	54.1
ABB	9,530	26.1	14,334	26.0
Resto del Mundo	1,825	5.0	10,946	19.9
Resultado de las operaciones	3,323	100.0	5,911	100.0
España	1,134	34.1	2,342	39.6
ABB	1,792	53.9	1,484	25.1
Resto del Mundo	397	11.9	2,085	35.3
Inversiones	2,673	100.0	5,737	100.0
España	986	36.9	1,228	21.4
ABB	1,607	60.1	1,379	24.0
Resto del Mundo	80	3.0	3,130	54.6

Fuente: elaboración propia con cifras de los informes de Repsol YPF

La compañía hace notar que el desarrollo del negocio de E&P se basa en los proyectos importantes en curso -destacando los proyectos integrados de GNL- y en un atractivo porfolio de nuevos proyectos a medio y largo plazo, muchos de ellos fuera de Argentina y en nuevas áreas de creciente interés para la compañía, entre otras, África Occidental, Oriente Medio y la porción estadounidense del Golfo de México. La firma asegura que esos proyectos permitirán el crecimiento de la producción en el medio plazo.[137]/

Ese ajuste en la estrategia en exploración y producción indica que Repsol YPF opera un retiro estratégico de América Latina, en especial de Argentina. Por lo pronto, los informes de la empresa indican que durante 2006 se inició un proceso por el cual prevé desvincularse de 37 áreas marginales en Argentina. La venta permitirá que las operaciones se enfoquen en las áreas consideradas estratégicas en el porfolio de Repsol YPF en ese país, reorientando hacia

[137] Idem.

éstas todos los recursos humanos, tecnológicos y financieros que se liberen de las áreas a vender.

Al parecer la percepción de la empresa es que la región ya dio lo que tenía que dar, que no ofrece el atractivo que tenía hace una década. Por una parte, las reservas de petróleo y gas natural han caído 52% y 46%, respectivamente, entre 2001 y 2006 (véase el cuadro 12), al tiempo que la producción de petróleo crudo viene disminuyendo desde 2003 y la producción de gas desde 2004 (véase el cuadro 13).

Cuadro 12. Repsol YPF, reservas probadas de petróleo y gas natural por región
(millones de barriles y miles millones de pies cúbicos)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Reservas de petróleo	2,259	1,953	1,768	1,582	1	1,059
España	7	4	5	4	3	3
Norte de África y Oriente Medio	204	189	177	151	117	134
Argentina	1,488	1,400	1,208	1,065	774	676
Resto de América Latina	342	355	372	355	266	200
Lejano Oriente	218	6	5	—	—	—
Resto del Mundo	NS	NS	NS	6	6	46
Reservas de gas	16,698	15,245	15,447	14,342	12,137	8,718
España	—	—	—	—	1	—
Norte de África y Oriente Medio	45	323	311	240	154	167
Argentina	10,123	9,432	6,695	5,867	4,772	4,081
Resto de América Latina	5,581	5,435	8,391	8,227	7,202	4,446
Lejano Oriente	537	50	45	—	—	—
Resto del Mundo	5	5	4	8	8	24

Notas.- Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas
Fuente: elaboración propia con cifras de los informes de Repsol YPF.

Si bien es cierto que las causas de esa caída se encuentran en dificultades geológicas no puede negarse que el comportamiento estratégico de Repsol YPF ha jugado un papel importante en ese resultado, por combinar una escasa exploración con una extracción intensiva.

Cuadro 13. Repsol YPF, producción de petróleo y gas natural por región
(miles de barriles diarios y millones de pies cúbicos diarios)

	2002	2003	2004	2005	2006
Producción neta diaria de petróleo	584	594	567	531	525
España	5	4	4	2	2
Norte de África y Oriente Medio	61	60	55	56	76
Argentina	438	432	399	368	348
Resto de América Latina	80	98	109	105	99
Resto del Mundo	0,1	—	—	—	—
Producción neta diaria de gas natural	2,336	3,021	336	3,415	3,387
España	13	—	—	6	5
Argentina	1,561	1,842	1,996	1,897	1,846
Latinoamérica	648	1074	1,292	1,454	1,467
Resto del Mundo	114	105	72	58	69

Notas.- En petróleo incluye condensado y líquidos de gas natural.
Fuente: elaboración propia con cifras de los informes de Repsol YPF.

Es probable que la empresa considere que ya no hay buenos prospectos, al menos que ya se acabaron los fáciles y altamente rentables que sirvieron para impulsar a la compañía hasta llegar a los primeros lugares de la industria petrolera internacional. El ascenso del nacionalismo ha enrarecido el clima de negocios, lo cual se aplica a todas las compañías pero a ella en especial visto los excesos cometidos. En suma, el interés de Repsol YPF en el Cono Sur ha disminuido, considera que ya lo hizo lo que tenía que hacer y ahora anda buscando mejores oportunidades en otras partes del mundo. Eso no quiere decir que se irá rápida y definitivamente. Eso no es posible ni deseable para la empresa porque todavía es altamente dependiente de los ingresos que le proporciona la región y porque no ha logrado reproducir en otra parte del mundo lo que ha conseguido en América Latina. Sin embargo, ya la mirada está en otra parte.

3.2. Estrategia de Repsol en Argentina, Bolivia, Ecuador, Perú y Venezuela

La dotación de recursos, las facilidades institucionales y las oportunidades en la adquisición de activos han determinado, entre otras razones, la estrategia de Repsol YPF en los países bajo estudio (véase el cuadro 14).

Cuadro 14. Actividades de Repsol YPF en Argentina, Bolivia, Ecuador, Perú y Venezuela al 31 de diciembre de 2006

	Argentina	Bolivia	Ecuador	Perú	Venezuela	Total
Actividades "aguas arriba"						
Lotes exploratorios	17	7	...	6	4	34
Lotes de explotación	89	25	3	2	4	123
Reservas probadas (Mbep) 1/	989.6	90.9	23.8	108.9	136.8	1350
Producción de petróleo (Mb) 2/	126.9	10.0	6.2	1.3	6.9	151.3
Producción de gas natural (Gpc) 3/	673.8	207.3	…	3.9	73.1	958.1
Actividades "aguas abajo"						
Petróleo						
Refinerías	4	…	…	1	…	5
Oleoductos propios	2	…	1	…	…	3
Oleoductos no propios	2	…	…	…	…	2
Estaciones propias	1731	…	121	222	…	2074
Estaciones no propias	38	…		87	…	125
Plantas de GLP propias	1	1	1	1	…	4
Plantas de GLP no propias	…	1	…	1	…	…
Gas						
Gasoductos propios	4	…	…	…	…	4
Gasoductos no propios		1	…	1	…	2
Plantas de licuefacción	2	…	…	1	…	3
Distribución	2	…	…	1	…	3

Notas. 1. Reservas probadas de petróleo y gas natural en millones de barriles equivalentes de petróleo. 2. Producción en millones de barriles anuales. 3 Producción en miles de millones de pies cúbicos anuales.
Fuente: elaboración propia con cifras de los informes de Repsol YPF

Argentina

Argentina fue utilizada por Repsol YPF de varias maneras. En primer lugar, para diversificarse comercialmente y crecer vertiginosamente en volumen e ingresos; en segundo lugar, para obtener sin grandes esfuerzos una importante renta petrolera; en tercer lugar, para crear una base de operaciones en apoyo a su estrategia de diversificación geográfica en Sudamérica.

Con la adquisición de YPF se generó un cambio cuantitativo de gran envergadura: en un año las reservas de Repsol aumentaron en 364%; la producción de hidrocarburos en 169%; su capacidad de refinación en 38%; sus ingresos operacionales en 38%; sus ganancias operacionales en 59%, y sus activos en 188%. Además, dejó de ser un productor marginal de gas al pasar de producir 267 millones de pies cúbicos en 1998 a 2,215 millones en el año 2000.[138]/

Como resultado Repsol YPF se convirtió en la empresa dominante. Sus actividades incluyen las de exploración, producción, refinación, marketing, petroquímica, gas y electricidad. En las actividades aguas abajo controla el 45.6% del mercado de combustibles, aunque llegó a controlar el 55% antes de que cediera a Petrobrás dos refinería y 700 estaciones de servicio, en un canje de activos operado en diciembre de 2001.[139]/ En 2004 las actividades de la empresa sumaban 40% de las reservas probadas,[140]/ una producción de crudo cercana al 46%, el 62% de la capacidad de refinación del país y el 40% de la producción nacional de gas, lo que le permitía ser el principal responsable en la formación de precios de combustibles y uno de los más importantes en la formación de tarifas eléctricas y de gas. [141]/

Aunque el poder de mercado de Repsol YPF en Argentina es innegable, también lo es su dependencia y vulnerabilidad respecto a los acontecimientos económicos y políticos en ese país, lo cual es una fuerte desventaja para una compañía global. Aunque el peso de Argentina en los resultados de la compañía ha disminuido en los últimos años, ese país sigue siendo fundamental para la firma. Ahí se localizan 63.8% y el 46.8% % de sus reservas probadas; de ahí proviene el 63.3% de su producción de petróleo y el 54.5% de su producción de gas natural. *Esa dependencia es otro de los factores que impulsan a la firma española a ampliar su diversificación geográfica.*

En ese sentido Repsol YPF ha utilizado la renta petrolera asociada al petróleo y el gas natural de Argentina para financiar campañas de exploración en el país, cierto, pero sobre todo fuera de ahí. En efecto, al poco tiempo de su llegada al país disminuyó la inversión en exploración, para concentrar su atención en la producción, es decir, para aprovechar de manera oportunista

---

[138] CEPAL, Hidrocarburos: Inversiones y Estrategias Empresariales en América Latina y el Caribe, en "La Inversión extranjera en América Latina y el Caribe", Santiago de Chile, 2001 En 2006 controlaba el 40.5% de la producción de petróleo (38% a través de Repsol YPF y 2.5% a través de Pluspetrol) y el 37% de la producción de gas natural de Argentina (28% a través de Repsol YPF y 9% de Puspetrol).

[139] La Nación, 13 de diciembre del 2001

[140] De Dicco, Ricardo Andrés, Freda, Francisco, José, Diagnósticos y Perspectivas del Abastecimiento mundial y Nacional de los Hidrocarburos, IDICSO, 2006.

[141] De Dicco, Ricardo, Principales características del programa de privatización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales y su impacto sobre la oferta primaria de hidrocarburos, Ibídem.

las reservas que YPF ya había descubierto. Ello le reportó grandes ingresos a corto plazo pero a la postre condujo a la fase actual de caída sistemática de la producción.

Recordemos que la renta petrolera de un yacimiento permite obtener capital de riesgo para explorar y reponer dicho yacimiento, de tal manera que al agotarse el primero ya se cuenta con otro; es así como la producción petrolera se perpetúa. Lo malo para Argentina es que Repsol YPF es una firma global, que hace del mundo su campo de acción y va invertir donde existen los mejores prospectos para ella. Al 31 de diciembre de 2006 la compañía tenía derechos mineros sobre 201 bloques exploratorios en el mundo, de los cuales 17 bloques en Argentina, es decir, menos del 10%, en contraste, tenía 165 bloques de explotación de los cuales más de la mitad (89) en ese país.

Así, *la renta petrolera que extrae de Argentina ha sido utilizada por Repsol YPF para acrecentar las reservas y la producción de hidrocarburos en el mundo pero no necesariamente en Argentina*.[142]/_Y lo mismo ha hecho en Bolivia y en los demás países de la región donde extrae hidrocarburos, de tal suerte que el petróleo y el gas de América Latina le han servido a la firma española para financiar sus campañas exploratorias en África, Medio Oriente, Asia y la porción estadounidense del Golfo de México.

Bolivia

Bolivia representa uno de los principales activos de Repsol YPF en materia de gas natural. Opera a través de tres filiales: Repsol YPF E&P Bolivia, Andina y Maxus. *Su estrategia ha consistido en adquirir bloques de exploración, pero sobre todo en tomar una participación en los principales yacimientos productores o con reservas probadas no desarrolladas, con miras a exportar el producto para maximizar el ingreso a corto plazo, sin tener que crear la costosa infraestructura que se necesita crear para canalizar el producto al mercado interno.*

Repsol llegó a Bolivia en 1994 adquiriendo 50% del bloque Sécure. En 2001 compró el 50% de las acciones de Andina, empresa mixta surgida de la privatización de YPFB. Gracias a esa y otras operaciones ha logrado obtener una participación en los tres mega campos del país: San Antonio, San Alberto y Margarita, ubicados en el Departamento de Tarija, de donde procede más de las tres cuartas partes de la producción que se exporta a Brasil y a Argentina.

En Bolivia, al igual que en Argentina, Repsol YPF se ha concentrado en la producción de yacimientos ya descubiertos por otras compañías y ha dedicado poca atención y recursos a la exploración de alto riesgo. Por ejemplo, perforó solo un pozo de exploración en 2006 a pesar de contar con 7 bloques (9.153 km^2) para tal efecto, y de producir petróleo y gas por un equivalente a 128 mil barriles diarios de petróleo.

En el campo Margarita (bloque Caipipendi) tiene una participación del 37.5%. Es el yacimiento con las reservas más grandes en esa zona y a partir del cual tiene proyectos, aún no concretados, de exportación de GNL a Estados Unidos a través de un puerto chileno. En

[142] Es el riesgo que se corre cuando los gobiernos deciden dejar la seguridad energética del país en manos de compañías globales.

los campos San Alberto y San Antonio, operados por Petrobrás, tiene una participación de 50%.

Al concluir el año 2006 la empresa participa en 32 bloques, 7 de exploración y 25 de explotación. Opera 7 campos (55 pozos productivos), a los que se suman los 96 pozos en producción de Andina. La producción anual totalizó 10 millones de barriles y 207 mil millones de pies cúbicos de gas natural,[143]/ fundamentalmente de los campos operados por Andina así como de la participación en San Alberto, San Antonio y los bloques Mamoré y Caipipendi. En las actividades aguas abajo su participación es muy limitada pues solo participa en la comercialización de GLP así como en la construcción de gasoductos.

Repsol YPF no manifiesta intenciones de abandonar el país a pesar de una serie de acontecimientos adversos que han surgido desde 2005 como son la imposibilidad de registrar como suyas las reservas, la redefinición de sus contratos, el aumento de la carga fiscal, la obligación de entregar toda la producción a YPFB para su comercialización, así como la nacionalización de las acciones necesarias para que YPFB controle como mínimo el 51% de Andina. Ha preferido aguantar el temporal y aguardar mejores momentos.

Ecuador

La firma española ingresó a Ecuador cuando adquirió YPF, la cual disponía de activos en diversos países de América Latina. *Aquí también ha buscado poner en marcha su estrategia de entrar y quedarse con los principales yacimientos productores*, que en este caso corresponden a los de petróleo crudo. Sin embargo, no ha podido llegar muy lejos debido a la presencia dominante de la compañía pública Petroecuador y la competencia de otras firmas. En 2002 se ubicaba como la tercera productora privada.[144]/

La mayor parte de su producción neta (16.946 barriles diarios) proceden del bloque 16 (Tivacuno) donde tiene una participación de 35%.[145]/ Además de ese bloque tiene intereses en otros dos predios de explotación. Aguas abajo participa en la construcción y administración de oleoductos,[146]/ así como en la comercialización de gasolina y lubricantes (121 estaciones de servicio). Su presencia en la venta de gas LP es importante (38.5% del mercado), la cual es ejercida a través de Duragas, compañía líder del ramo.

Perú

[143] Repsol YPF, informe de resultados 2006

[144] Petroecuador produce el 53.1%, mientras que las firmas privadas en conjunto producen el 47.9%, de los cuales Repsol YPF produce un 10% aproximadamente. Banco Central del Ecuador, Análisis del sector petrolero, 2006

[145] En promedio, la producción del Bloque 16 durante 2006 estuvo en el entorno de los 59,500 barriles por día. Para 2007 se preveía la perforación de 33 pozos que llevarán la producción en ese año a un promedio aproximado de 64,000 barriles. Repsol YPF, informe de resultados 2006

[146] Se trata del Oleoducto de Crudo Pesado (OCP) que conecta la cuenca oriental con la costa del Pacífico ecuatoriano. La obra se concluyó en el 2003 con las participaciones siguientes: Alberta Energy (31,4%), Repsol YPF (25.7%), Pérez Companc (15%), Occidental Petroleum (12,2%), AGIP (7,5%), Kerr-McGee Corp (4,02%) y Techint (4,1%).

Perú es el segundo país más importante en la estrategia de integración vertical y diversificación comercial de Repsol YPF, solo detrás de Argentina. La firma española ingresó al país en 1992 con la compra de Solgas. En 1996 consiguió obtener el 60% del capital accionario de la refinería La Pampilla, participación que se incrementó hasta alcanzar 83.8% en el 2004. En esas instalaciones se produce un volumen de 102,000 barriles diarios que alcanza a cubrir más del 50% de las necesidades del país, *lo cual le confiere a la firma española un gran poder de mercado.* Cuenta con 222 estaciones de servicio y acapara el 34% del mercado de gas LP por intermedio de sus filiales Solgas y Limagas.

En materia de E&P encontramos nuevamente la estrategia de tomar una participación creciente en los mejores yacimientos ya descubiertos y realizar pocos sondeos de exploración a pesar de contar con bloques para tal efecto. Desde 1995 hasta el 2006 ha obtenido derechos en 8 lotes, 6 de exploración y 2 de explotación, estos últimos con sustantivas reservas de gas natural.

En agosto 2005 adquiere una participación de 10%, que más tarde subió a 20%, en los bloques 88 y 56 en el área de Camisea, la cual contiene una de las reservas de gas natural no asociado más importantes de América Latina.[147]/ Al mismo tiempo obtuvo una participación de 20% en el proyecto Perú LNG que se encargará de comercializar la producción ambos bloques, en particular mediante la construcción de la planta de licuefacción en Pampa Melchorita, en la costa del Pacífico, que estará operativa en 2010 y suministrará gas a México (acuerdo concluido en 2007) y California. El acuerdo con la petrolera Hunt Oil supone para Repsol YPF la comercialización de toda la producción de la planta de licuefacción (prevista en más de 4.5 millones de toneladas al año o equivalentemente en 620 millones de pies cúbicos diarios). Con una duración de 18 años, se trata de la mayor adquisición de GNL realizada por Repsol YPF en su historia.[148]/

De acuerdo con el Presidente Ejecutivo Repsol YPF, Perú, Trinidad Tobago, Canadá y Argelia, *son elementos fundamentales en la estrategia de la firma española cuyo objetivo es convertirse en uno de los más importantes protagonistas mundiales del GNL*.

Venezuela

En Venezuela Repsol YPF desarrolla una estrategia de muy largo plazo a sabiendas que es uno de los países con mayor potencial de hidrocarburos en el mundo. No ha buscado la integración vertical sino allegarse reservas y producción de crudo, gas natural no asociado y petróleo no convencional. Excepcionalmente está desarrollando un proyecto para producir electricidad a partir de su producción de gas natural. *Durante la década de los años 90 aprovechó las condiciones excesivamente favorables para las compañías internacionales. En los últimos años ha buscado lavar su imagen y llamar la atención del gobierno con*

[147] El estimado de recuperación final del bloque 88 (yacimientos San Martín, Cashiriari y Pagoreni) considerando los volúmenes probados y probables es 8,240 Gpc de gas y 482 millones de barriles de líquidos de gas natural. Se estima una producción máxima de 1400 millones de pies cúbicos de gas diarios y 55 mil barriles de líquidos.
[148] Informe de resultados, Repsol YPF 2006

propuestas de proyectos, alianzas y asociaciones en calidad de socio atento, diligente y confiable.

Ingresó al país adquiriendo empresas, comprando participaciones en bloques productores y concursando en licitaciones para firma de convenios operativos para zonas marginales, contratos de exploración con ganancias compartidas y contratos de gas natural no asociado.[149]/ En 2001 entró en los bloques Yucal Placer Norte, Yucal Placer Sur y Barrancas; ese mismo año obtuvo los derechos para participar en el campo Quiriquire.[150]/ En 2003 adquirió un 25% adicional en el bloque Quiamare-La Ceiba, con lo cual alcanzó el 75%, asociada con Exxon Mobil, titular del 25% restante. En el 2005 adquiere el 51% de la participación en la sociedad TermoBarrancas que suministrará electricidad a PDVSA a partir de una central a instalarse en el municipio Obispos del Estado Barinas que será alimentada con gas producido en el bloque Barrancas.[151]/

Atendiendo a la entrada en vigor de la nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos en abril de 2006 los Convenios Operativos se transformaron en Empresas Mixtas: para los campos de crudo Mene Grande y Quiriquire Somero se estableció un participación de 60/40% a favor de PDVSA, y para el yacimiento de gas Quiriquire Profundo se fijó un reparto 40/60% a favor de Repsol YPF Adicionalmente, las concesiones de Quiriquire y Mene Grande se extendieron a 20 años.

Repsol YPF se considera una de las empresas productoras líderes en Venezuela. Sus asociaciones estratégicas con PDVSA incluyen la participación de esta última en el 10% de las actividades de Repsol YPF en Argentina desde el 2005[152]/, y los derechos de Repsol YPF en un nuevo bloque en la Faja Petrolífera del Orinoco.

Hacia finales de 2006 poseía derechos mineros en 8 bloques (4 de exploración y 4 de explotación). La producción neta del año fue de 6.9 millones de barriles de petróleo y líquidos de gas y 73.1 Gpc de gas con un total equivalente de 20 Mbep (54,620 barriles diarios de petróleo equivalente), procedentes fundamentalmente de los bloques Mene Grande, Quiriquire y Yucal Placer. Ese nivel representa un 5%, aproximadamente de la producción total de la compañía en el mundo. Las reservas probadas netas de líquidos y gas natural a fin de año se estimaban en 136,8 Mbep. [153]/

*
* *

La estrategia de Repsol YPF ha variado de país a país pero sobresalen algunas constantes. En Argentina aprovechó los yacimientos y la infraestructura que había conseguido YPF, para desarrollar una estrategia de integración vertical y horizontal acompañada de diversificación hacia fuera de la industria petrolera y de gas natural, concretamente hacia la electricidad y la

[149] Campodónico, Humberto, Reformas e Inversión en la Industria de Hidrocarburos de América Latina, en Series Recursos Naturales e Infraestructura, No. 78, CEPAL, Santiago de Chile, 2004
[150] CEPAL, IV Hidrocarburos: Inversiones y Estrategias Empresariales en América Latina, en "La inversión extranjera en América Latina y el Caribe, 2001", CEPAL, Santiago de Chile, 2001
[151] Repsol YPF, informe financiero 2005
[152] http://www.mre.gov.ve/Noticias/A2005/CumbreSalamanca/Noticias.htm
[153] Repsol YPF, informe de resultados 2006

química. En Perú impulsó una estrategia similar a la que impulsó en Argentina, aunque a una escala menos importante dado el tamaño de la economía peruana, a lo cual se han sumado proyectos de exportación de gas natural licuado. En Ecuador la estrategia también ha sido de integración vertical pero limitada al petróleo en virtud de la base de recursos naturales del país. En Bolivia el esfuerzo se ha concentrado únicamente en la exploración y producción de gas para la exportación dejando de lado los proyectos de industrialización del hidrocarburo en suelo boliviano; en Venezuela el esfuerzo se ha concentrado en la producción de petróleo, gas natural no asociado y petróleo extra pesado, con miras en permanecer en el país durante mucho tiempo. En materia de E&P la estrategia de Repsol YPF ha sido concentrar atención y recursos en la producción y realizar un esfuerzo marginal en exploración. Su estrategia ha sido conseguir una participación en los mejores yacimientos de cada país, es decir, aprovechar de manera oportunista los descubrimientos realizados por otras empresas, que en muchos casos han resultado ser hallazgos realizados por las empresas públicas antes de la privatización. En el plano regional, Repsol YPF ha utilizado la renta petrolera asociada al petróleo y el gas natural de Argentina y en general América Latina, para financiar campañas de exploración fuera de ese país y de la región.