



**CENTRO
DEL SUR**

Documento de
Investigación
Octubre de 2016

71

**RECUPERAR LA SOBERANÍA
SOBRE LOS RECURSOS NATURALES:
LOS CASOS DE BOLIVIA Y EL
ECUADOR**

Humberto Campodónico¹



DOCUMENTO DE INVESTIGACIÓN

71

RECUPERAR LA SOBERANÍA SOBRE LOS RECURSOS NATURALES: LOS CASOS DE BOLIVIA Y EL ECUADOR

Humberto Campodónico¹

CENTRO DEL SUR

OCTUBRE DE 2016

¹ Humberto Campodónico, asesor regional en materia de economía y desarrollo del Centro del Sur. Documento elaborado en colaboración con el economista Gustavo Ávila.

EL CENTRO DEL SUR

En agosto de 1995 se estableció el Centro del Sur como una organización intergubernamental permanente de países en desarrollo. El Centro del Sur goza de plena independencia intelectual en la consecución de sus objetivos de fomentar la solidaridad y la cooperación entre los países del Sur y de lograr una participación coordinada de los países en desarrollo en los foros internacionales. El Centro del Sur elabora, publica y distribuye información, análisis estratégicos y recomendaciones sobre asuntos económicos, políticos y sociales que interesan al Sur.

El Centro del Sur cuenta con el apoyo y la cooperación de los gobiernos de los países del Sur, colabora frecuentemente con el Grupo de los 77 y China, y el Movimiento de los Países No Alineados. En la elaboración de sus estudios y publicaciones, el Centro del Sur se beneficia de las capacidades técnicas e intelectuales que existen en los Gobiernos e instituciones del Sur y entre los individuos de esta región. Se estudian los problemas comunes que el Sur debe afrontar, y se comparten experiencia y conocimientos a través de reuniones de grupos de trabajo y consultas, que incluyen expertos de diferentes regiones del Sur y a veces del Norte.

NOTA:

Se autoriza la citación o reproducción del contenido del presente documento para uso personal siempre que se indique claramente la fuente. Se agradecerá el envío al Centro del Sur de una copia de la publicación en la que aparece dicha citación o reproducción.

Las opiniones expresadas en este documento son las opiniones personales de los autores y no necesariamente representan las opiniones del Centro del Sur o de sus Estados Miembros. Cualquier error u omisión en este documento es de la exclusiva responsabilidad de los autores.

Centro del Sur
Ch. du Champ d'Anier 17
POB 228, 1211 Ginebra 19
Suiza
Tel. (41) 022 791 80 50
Fax (41) 022 798 85 31
south@southcentre.int
www.southcentre.int

Índice

Introducción	1
I. El contexto de los recursos naturales en América Latina en el nuevo siglo y la renegociación de los contratos de hidrocarburos en Bolivia y el Ecuador	3
La gestión pública y la maldición de los recursos naturales.....	6
Dependencia, vulnerabilidad y diversificación productiva.....	7
Síntesis y conclusiones.....	7
II. Bolivia y la nacionalización del sector de hidrocarburos	10
Antecedentes.....	10
Ley 1689 o Ley de Hidrocarburos.....	11
Situación de los contratos de gas natural con las empresas privadas.....	12
Descubrimientos de grandes yacimientos de gas natural a finales de los años 90.....	13
La «guerra del gas» de 2002 y 2003.....	14
Implicaciones de la Ley 3058 de 2005.....	15
El Gobierno de Evo Morales y el Decreto de nacionalización de los hidrocarburos.....	15
El Decreto de nacionalización de 2006 y los nuevos contratos.....	17
El régimen fiscal del Decreto de nacionalización.....	19
El Decreto de nacionalización y el nuevo papel de YPFB.....	20
YPFB comienza a desempeñar un papel importante en la producción de gas natural.....	20
Aumento de los ingresos de exportación de la Argentina y el Brasil.....	22
Aumento significativo de los ingresos fiscales después de 2005.....	24
Inversiones en el sector de hidrocarburos entre 2001 y 2015.....	25
Una importante disminución de la pobreza.....	27
Industrialización basada en los hidrocarburos.....	27
III. Ecuador -la nueva Constitución y la renegociación de los contratos de hidrocarburos	29
Antecedentes.....	29
El cambio en la percepción gubernamental en 2005.....	30
Políticas sobre hidrocarburos durante el Gobierno de Rafael Correa.....	32
La nueva Constitución del Ecuador.....	33
La Ley reformativa a la Ley de hidrocarburos de 2010.....	34
La negociación de los contratos de servicios en 2010.....	36
La tasa de recuperación de los costos en los contratos de servicios.....	37

Producción de petróleo en el Ecuador después de la renegociación	38
Renta e inversiones petroleras en el Ecuador desde 2007	39
Anexo 1- Ecuador: litigios con empresas extranjeras en tribunales internacionales (Corte Permanente de Arbitraje de La Haya y el CIADI)	43
Anexo 2: Informe del FMI sobre Bolivia.....	50
Anexo 3: Informe del FMI sobre el Ecuador	52
Bibliografía.....	54

Cuadros, gráficos y recuadros

CAPÍTULO 1

- Cuadro 1: América Latina, determinados países, dependencia de productos básicos y concentración de las exportaciones, 2010
- Cuadro 2: América Latina, indicadores de ingresos fiscales generados por la producción de hidrocarburos, 2000-2013

CAPÍTULO 2-BOLIVIA

- Cuadro 1: Bolivia, capitalización y privatización de YPFB
- Cuadro 2: Bolivia, reservas certificadas de gas natural
- Cuadro 3: Bolivia, 2015: producción de gas natural-determinados bloques por empresa
- Cuadro 4: Bolivia, industrialización de los recursos naturales y acceso universal de los hogares a la energía (en millones de dólares)
- Gráfico 1: Bolivia: dos tipos de contratos de servicios, contratos de operación y contratos para las SAM
- Gráfico 2: Bolivia: regímenes fiscales de los contratos de operación y los contratos para las SAM
- Gráfico 3: Bolivia 2005 y 2015: producción de gas natural por empresa (como % del total)
- Gráfico 4: Bolivia: exportaciones de gas natural al Brasil y a la Argentina
- Gráfico 5: Bolivia: renta de los hidrocarburos antes y después de 2005 (en miles de millones de dólares)
- Gráfico 6: YPFB 2001-2015: inversión por tipo de empresa
- Gráfico 7: Pobreza extrema 1999-2013
- Recuadro 1: YPFB ya había descubierto las “nuevas reservas”
- Recuadro 2: Decreto Supremo 28701 de mayo de 2006
- Recuadro 3: La Constitución de 2010 y los recursos naturales
- Recuadro 4: Contratos de exportación de gas con el Brasil y la Argentina

CAPÍTULO 3- ECUADOR

- Cuadro 1: Ecuador, 2003: cuota de participación en la producción del Estado frente a las empresas petroleras
- Cuadro 2: Tarifas, inversiones y producción diaria promedio bajo los nuevos contratos
- Cuadro 3: Determinados contratos de servicios específicos firmados con Petroamazonas 2012-2016
-
- Cuadro 1: Producción de petróleo del Ecuador por sector, 1995-2006
- Cuadro 2: Ecuador 2010: contratos firmados con empresas petroleras extranjeras
- Cuadro 3: Ecuador 2007-2014: producción petrolera de Petroecuador y de empresas privadas
- Cuadro 4: Inversiones petroleras 2007-2014: Petroecuador y empresas privadas
-
- Recuadro 1: Por qué los Gobiernos prefieren los contratos de servicios a los contratos de producción compartida
- Recuadro 2: El Ecuador en la era de la sociedad de la información

INTRODUCCIÓN

En este documento se analizan los procesos de renegociación de contratos de petróleo y gas entre 2003 y 2010 en dos países latinoamericanos: el Estado Plurinacional de Bolivia (Bolivia) y la República del Ecuador (el Ecuador), que cuentan con importantes reservas y producción de hidrocarburos. El Ecuador cuenta con 6 900 millones de barriles de reservas probadas de petróleo, produce 550 000 barriles de petróleo al día, exporta diariamente 390 000 barriles y es miembro de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Bolivia cuenta con 10,5 billones de pies cúbicos de reservas de gas natural y exporta 1, 65 millones de pies cúbicos diarios a la Argentina y al Brasil, dos de sus países vecinos.

En esos años se llevaron a cabo reformas significativas de la Constitución y se aplicaron leyes de hidrocarburos en Bolivia y en el Ecuador. Dichas reformas sentaron las bases de la renegociación de los contratos de petróleo y gas. Ambos países emprendieron asimismo un importante proceso de modernización y fortalecimiento de las empresas estatales, que en el caso del Ecuador habían quedado marginadas y en el de Bolivia habían desaparecido casi por completo con las reformas neoliberales aplicadas en la década de 1990 y comienzos del siglo XXI.

En Bolivia este proceso de reforma comenzó en 2003 con las protestas nacionales que derrocaron al Gobierno de Gonzalo Sánchez de Lozada, debido a su política de exportación del gas natural. En 2004 el nuevo Gobierno de Carlos Mesa celebró un referéndum nacional sobre las nuevas políticas de hidrocarburos que debería adoptar el país. En 2006 el nuevo presidente, Evo Morales, completó el proceso de renegociación de los contratos con las empresas extranjeras y en 2010 se aprobó una nueva Constitución. Ambos hechos han contribuido al aumento de los ingresos del Estado gracias en gran parte al incremento de las regalías, pero sobre todo porque la empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) tomó el control del proceso de comercialización y venta de gas natural orientándolo a satisfacer las necesidades del país.

En el Ecuador el proceso comenzó en 2005 cuando el Gobierno terminó el contrato con la petrolera Occidental Petroleum de los Estados Unidos por incumplimiento de contrato. En 2006 el nuevo Gobierno del presidente Rafael Correa promulgó la Ley 42-2006, que aumentó el impuesto sobre los beneficios extraordinarios generados por los altos precios del petróleo. Esta medida fue el comienzo de una larga disputa con las empresas petroleras, algunas de las cuales recurrieron al arbitraje internacional. En 2008 se aprobó una nueva Constitución que redefinía el papel del Estado en la explotación de los recursos naturales no renovables. El proceso de renegociación de los contratos petroleros se emprendió en 2009 y finalizó en 2010. Estos contratos se convirtieron en contratos de servicios, lo que supone que el Estado les paga a las empresas una tarifa por sus servicios y Petroecuador mantiene la propiedad de los hidrocarburos extraídos.

Como se ha dicho, en ambos países los Gobiernos convocaron elecciones generales para la formación de una Asamblea Constituyente, lo cual indicaba que un proceso firme y complejo de cambios sociales, políticos y económicos estaba teniendo lugar. Estos procesos duraron varios años y no estuvieron exentos de enconados

conflictos, lo que demuestra que los cambios en la legislación sobre hidrocarburos, que es el objeto de nuestro estudio, formaron parte de un proceso mucho más general.

En este documento se analizan las medidas adoptadas para la reforma de la política sectorial en el ámbito de los hidrocarburos y nuestra conclusión es que han sido favorables. Es importante destacar igualmente que en este documento no se analizan las políticas macroeconómicas (fiscales, monetarias, cambiarias y comerciales). Tampoco forman parte de este estudio el análisis de las políticas sociales (transferencias directas de dinero, cajas de pensiones, desempleo, derechos de las mujeres) ni las políticas medioambientales (deforestación, colonización de la cuenca del Amazonas, respeto de las áreas naturales protegidas y el derecho a la consulta previa e informada de los pueblos indígenas).

El documento está estructurado de la siguiente manera: en el capítulo I se define el marco general de la situación del sector de los hidrocarburos en los países latinoamericanos y se presentan la síntesis y las conclusiones del estudio. En el capítulo II se examina la nacionalización del sector de los hidrocarburos en Bolivia de 2002 a 2010, mientras que en el capítulo III se analizan la nueva Constitución del Ecuador de 2008 y la renegociación de los contratos de hidrocarburos. Por último, se presentan tres anexos: en el Anexo I se describen los casos de arbitraje entre el Ecuador y las empresas privadas ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (CIADI). En los Anexos 2 y 3 se presenta brevemente el punto de vista del Fondo Monetario Internacional (FMI) sobre los resultados generales de Bolivia y el Ecuador.

I. EL CONTEXTO DE LOS RECURSOS NATURALES EN AMÉRICA LATINA EN EL NUEVO SIGLO Y LA RENEGOCIACIÓN DE LOS CONTRATOS DE HIDROCARBUROS EN BOLIVIA Y EL ECUADOR

Una de las principales características de América Latina es la oferta abundante de recursos naturales minerales y de hidrocarburos. En la mayoría de los países de la región las exportaciones de minerales e hidrocarburos superan el 50 % del total de las exportaciones, lo cual tiene un doble efecto: por una parte, los ingresos provenientes de recursos naturales son una fuente significativa de ingresos de divisas e impuestos.

Por otra parte, traen consigo una dependencia excesiva de las exportaciones de productos básicos. Cabe señalar que el FMI considera que los países «dependen de los recursos naturales» cuando sus exportaciones de productos básicos superan entre un 20% y un 25 % de las exportaciones totales (FMI, 2012).

Las Constituciones de los países latinoamericanos reconocen al Estado como propietario de los recursos generados por el sector extractivo (principalmente hidrocarburos, pero también minerales). En consecuencia, la mayoría de los países de América Latina han establecido diferentes regímenes de concesión, regímenes arancelarios y regalías específicas para estos sectores. Asimismo, en todos los eslabones de la cadena de valor del sector de hidrocarburos de casi todos los países hay empresas estatales.

La relación entre el Estado y las empresas extranjeras ha pasado por diferentes momentos y la balanza se ha inclinado hacia alguna de ambas partes en varias ocasiones. Así pues, las importantes rentas del petróleo (y la minería) han sido tradicionalmente motivo de controversias entre el Estado y las empresas petroleras extranjeras que muchas veces han terminado en expropiaciones y/o en la renegociación de los contratos. Este ha sido el caso en Bolivia y en el Ecuador, países objeto de estudio en este documento.

El crecimiento económico de la región entre 2003 y 2008, así como el aumento del consumo, la disminución de las tasas de pobreza y de desigualdad, se relacionaron, entre otros factores, con los elevados precios (el «super ciclo») de los recursos naturales. El aumento de los precios internacionales de los recursos naturales que comenzó en 2003, y alcanzó máximos históricos en 2007, trajo consigo un crecimiento sin precedentes del valor de las exportaciones del sector primario en América Latina y el Caribe. Tras la crisis financiera mundial en 2008 los precios de los productos básicos disminuyeron en julio y agosto del mismo año, pero repuntaron hasta alcanzar un nivel casi igual al máximo anterior entre 2010 y 2012. Este ciclo favorable contribuyó significativamente a mejorar los resultados macroeconómicos y la situación de las finanzas públicas de los países de la región exportadores de hidrocarburos.

Cuadro 1

América Latina, determinados países Dependencia de productos básicos y concentración de las exportaciones, 2010	
Dependencia <i>(Exportaciones netas de productos básicos como porcentaje del producto interno bruto (PIB))</i>	
Menos de 0	El Salvador / Costa Rica
0 a 5	México / Guatemala / Brasil
5 a 10	Colombia/ Perú / Argentina /Uruguay
10 a 15	Venezuela / Paraguay
15 a 20	Ecuador / Chile
Más de 20	Bolivia
Concentración de las exportaciones <i>(Exportaciones brutas de productos básicos como porcentaje del total de las exportaciones)</i>	
Menos de 30	México / El Salvador / Costa Rica
30 a 40	Argentina / Paraguay
40 a 50	Guatemala / Brasil / Uruguay
50 a 60	Perú
60 a 70	Colombia / Chile
Más de 70	Venezuela / Ecuador / Bolivia
Fuente: Adler y Sosa 2011.	

De acuerdo con la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL, 2015), los ingresos fiscales procedentes de la producción de hidrocarburos registraron un aumento constante de 2000 a 2013 en la mayoría de los países de América Latina. Una razón de peso tras este aumento fueron los precios inusualmente elevados del petróleo en el super ciclo de los precios de los productos básicos. En la mayoría de los países productores de hidrocarburos los altos precios internacionales impulsaron la renta económica potencial del sector.

Cabe señalar que mientras que en todos los países aumentaron los ingresos de exportación y los ingresos totales gracias a los elevados precios (véase el Cuadro 2), algunos países obtuvieron mejores resultados que otros. En Bolivia y el Ecuador los ingresos del petróleo aumentaron no solo debido a los precios altos, sino también, como veremos más adelante, al emprendimiento de importantes reformas de la Constitución y de las leyes de hidrocarburos, que dieron lugar a la renegociación de contratos con las empresas extranjeras.

En Bolivia, los ingresos fiscales procedentes del sector de hidrocarburos como porcentaje del PIB total aumentaron de un 2, 7 % entre 2000 y 2003 a un 10, 2 % entre

2010 y 2013. Como porcentaje de los ingresos del sector económico², los ingresos fiscales procedentes de los hidrocarburos se triplicaron pasando de un 27,9 % entre 2000 y 2013 a un 73,6 % entre 2010 y 2013. Por último, los ingresos fiscales procedentes de los hidrocarburos como proporción de los ingresos fiscales totales aumentaron más de un 100 % pasando de un 11,0 % entre 2000 y 2003 a un 29,9 % entre 2010 y 2013.

Cuadro 2

América Latina, indicadores de ingresos fiscales generados por la producción de hidrocarburos, 2000-2013 (en porcentaje)									
Países	En proporción al PIB total			En proporción a la renta económica del sector			En proporción a los ingresos fiscales totales		
	2000-2003	2005-2008	2010-2013	2000-2003	2005-2008	2010-2013	2000-2003	2005-2008	2010-2013
Argentina	0.8	1.6	1.0	15.0	18.3	25.9	4.5	7.3	3.9
Bolivia	2.7	9.1	10.2	27.9	25.8	73.6	11.0	28.2	29.9
Colombia	1.6	2.1	3.3	27.5	27.0	39.3	5.3	7.2	11.5
Ecuador	5.7	8.7	13.4	44.9	35.2	69.3	29.3	35.3	40.3
México	3.0	5.9	5.5	72.6	70.0	76.7	21.2	38.3	34.4
Perú	0.5	1.1	1.4	35.0	37.9	53.7	3.2	5.9	7.1
Venezuela	10.5	13.8	10.5	38.5	36.6	36.2	48.2	50.6	44.7

Fuente: CEPAL (2015).

Este aumento está relacionado con el cambio en el régimen de regalías, en particular, al impuesto directo a los hidrocarburos o IDH (La ley de Hidrocarburos 3058 de 2005 aumentó la regalía del 18 % al 50 %), a la renegociación de los contratos en 2006 y a la renegociación de los contratos de exportación de gas natural con la Argentina y el Brasil, que supuso el aumento de los precios y unos mayores volúmenes contractuales.

En el Ecuador los ingresos fiscales procedentes del sector de hidrocarburos como porcentaje del PIB total pasaron de 5,7 % entre 2000 y 2003 a un 13,4 % entre 2010 y 2013; es decir, aumentaron más del doble. Como proporción de los ingresos provenientes del sector económico, los ingresos fiscales procedentes del sector de hidrocarburos aumentaron de un 44,9 % entre 2000 y 2003 a un 69,3 % entre 2010 y 2013. Por último, los ingresos fiscales procedentes del sector de hidrocarburos como proporción de los ingresos fiscales totales aumentaron de un 29,3 % entre 2000 y 2003 a un 40,3 % entre 2010 y 2013.

La absorción del Bloque 16 por parte de Petroecuador, así como la Ley 42, que supuso un aumento significativo del impuesto sobre los beneficios extraordinarios, impulsaron considerablemente el aumento de los ingresos en el Ecuador en 2006. En 2010, tras la promulgación de la nueva Constitución, se firmaron nuevos contratos de servicios con empresas petroleras que generaron un aumento de los ingresos del Estado.

² Los ingresos del sector económico corresponden a los ingresos calculados por el Banco Mundial (Indicadores del desarrollo mundial (IDM) y representan la producción de petróleo y gas natural tomando en cuenta el valor del precio internacional y excluyendo los costes de extracción.

La gestión pública y la maldición de los recursos naturales

Según algunos analistas, los países con abundantes recursos naturales tienden a ser económicamente menos desarrollados que los países carentes de recursos naturales. Los estudios empíricos que apoyan esta hipótesis, conocida como la «maldición de los recursos naturales» examinan los diversos canales a través de los cuales podría darse este fenómeno. Dichos estudios se centran principalmente en el efecto que unos mayores ingresos en divisas provenientes de la explotación de recursos naturales tienen sobre el tipo de cambio y provocan una apreciación de la moneda nacional. A esto se le conoce como el síndrome holandés, cuando la apreciación de la moneda da lugar a la disminución de los precios relativos de los bienes importados y favorece el consumo de bienes importados en vez del consumo de bienes producidos en el país. La apreciación de la moneda también aumenta el costo relativo de los productos industriales nacionales y los hace menos competitivos en los mercados internacionales de exportación.

En estos estudios se afirma igualmente que unos mayores ingresos en divisas producen o generan prácticas de captación de rentas que desalientan la aplicación de políticas económicas capaces de ampliar la base industrial del país a fin de generar mayores ingresos y más empleo. Asimismo, se aduce que la gestión de cuantiosos ingresos públicos en condiciones de debilidad institucional y de poca transparencia y control social puede fomentar la corrupción administrativa y la ineficiencia en la asignación de recursos y debilitar las relaciones sociales.

Todos estos factores negativos traen consigo inevitablemente dos consecuencias: en primer lugar, los países con abundantes recursos naturales tienen tasas de crecimiento más bajas que los países que carecen de estos recursos y en segundo lugar, tienden a presentar una desigualdad en la distribución de los ingresos nacionales que contribuye a una mayor desigualdad social.

Sin embargo, otros analistas afirman que la «maldición» de los recursos naturales no existe *per se* y por consiguiente, no es inevitable. Sus estudios demuestran que aunque los problemas anteriores existen, pueden evitarse y combatirse mediante políticas económicas y sociales adecuadas, un sólido marco institucional y una mejor gestión pública de los recursos naturales. Por lo tanto, la «maldición» se limitaría a los países con una gestión pública deficiente.

La gestión pública de los recursos naturales comprende todas las políticas de los países soberanos en materia de propiedad, apropiación y distribución de los recursos naturales a fin de maximizar su contribución al desarrollo de acuerdo con criterios de sostenibilidad. Sin duda, esto supone numerosos desafíos en materia de políticas y de capacidad de gestión pública³. Este ha sido el caso de Bolivia y el Ecuador, como veremos más adelante, aunque este proceso aún es incipiente.

³ La CEPAL define la gestión pública como la acción y el ejercicio conjuntos de la autoridad pública por parte de agentes estatales (ejecutivos, legislativos, judiciales y de organismos de reglamentación, entre otros) mediante el marco vigente de políticas, instituciones y reglamentaciones. La gestión pública de los recursos naturales se ejerce mediante el conjunto de instituciones formales (como el marco constitucional, la legislación, el marco fiscal y la reglamentación sectorial), instituciones informales (reglas implícitas en las prácticas habituales) y decisiones políticas soberanas que, todas juntas, influyen en la manera como

Dependencia, vulnerabilidad y diversificación productiva

Las economías de los países de América Latina exportadores de productos básicos se beneficiaron considerablemente del auge de los precios de estos productos en los últimos años. Estos resultados recientes sirven para recordar que la región no debería pasar por alto la ventaja comparativa que suponen sus recursos naturales ni su gran potencial. Tampoco debe olvidarse de los riesgos de un desarrollo que depende de los sectores primarios o por consiguiente, de la necesidad de desarrollar capacidades institucionales para gestionarlos de manera responsable. Sin embargo, el aprovechamiento de este conjunto de factores debe combinarse con adelantos en lo que respecta a una estructura de producción más diversificada que aporte más cambios técnicos y cree empleos de calidad que sustenten sociedades con mayores niveles de igualdad y oportunidades de desarrollo para todos.

La caída abrupta de los precios de los productos básicos marca el final del superciclo y evoca la necesidad de alejarse de la tendencia de algunos Gobiernos a considerar que el aumento de los precios es permanente y la caída de los mismos es algo temporal. Por una parte, esta visión perpetúa la dependencia económica excesiva de los recursos naturales, que genera una gran vulnerabilidad habida cuenta de que los precios de los productos básicos son muy sensibles a los resultados económicos mundiales. Por otra parte, va en contra de la necesidad de los países de aplicar reformas estructurales a fin de contar con economías más diversificadas y otros motores productivos de crecimiento.

Este es pues el contexto general de los casos de Bolivia y el Ecuador durante el primer decenio del nuevo siglo que se analizan en este documento.

Síntesis y conclusiones

1. Los procesos de renegociación de los contratos de petróleo y gas en el Ecuador y Bolivia demuestran que la voluntad política de los Gobiernos y de la población es indispensable para cambiar las condiciones desfavorables de los contratos vigentes de petróleo y gas. En ambos países tuvieron lugar importantes movilizaciones sociales que dieron lugar a nuevas Constituciones y marcos jurídicos.

2. En ambos países con abundantes recursos naturales las rentas de los hidrocarburos aumentaron considerablemente y generaron un aumento de los ingresos fiscales y de las reservas de divisas. En Bolivia el nuevo régimen jurídico aumentó los ingresos fiscales en 34 600 millones de dólares de los Estados Unidos de 2005 a 2015. Sin el marco legislativo establecido antes de la renegociación solo habrían podido recaudarse 14 500

operan los sectores extractivos. Esta estructura de gobernanza determina los regímenes de propiedad sobre los bienes (por ejemplo, las leyes sobre concesiones), marcos impositivos (tratamiento fiscal específico para estos sectores), mecanismos de ahorro, distribución y uso de las rentas públicas de estos sectores (fondos de inversión y estabilización) y otras funciones que rigen actividades en relación con los sectores extractivos de recursos naturales (CEPAL, 2014).

millones de dólares. Según la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Comercio y el Desarrollo (UNCTAD), el porcentaje de los ingresos de los Gobiernos en rentas provenientes de la industria petrolera aumentó de un 71, 8 % a un 93, 5 % de 2004 a 2012.

3. Estas rentas se destinaron a nuevas e importantes inversiones en el sector de la energía y otros sectores de la economía. Los ingresos provenientes del sector de hidrocarburos también fueron destinados a programas sociales (por ejemplo, pensiones, asignación de recursos contra el trabajo infantil y transferencias directas de dinero en efectivo para los pobres). Estos programas han desempeñado un papel importante en la reducción de la pobreza y la desigualdad.

4. Un instrumento fundamental de esta política fue el fortalecimiento de las empresas estatales (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos o YPFB) y Petroecuador. YPFB había sido despojada de todos sus activos y no producía petróleo ni gas antes de que comenzara este proceso. Las políticas neoliberales habían debilitado a Petroecuador cuyos ingresos habían disminuido al igual que la exploración y la producción. En ambos casos, el objetivo final de los Gobiernos neoliberales era privatizar las empresas estatales. El fortalecimiento de las empresas estatales a partir de 2005 les dio a los Gobiernos el peso jurídico, técnico, económico y financiero que hizo posible las renegociaciones.

5. Los procesos de renegociación en ambos países tuvieron que hacer frente a la oposición política interna así como a la oposición de las empresas extranjeras. En el caso del Ecuador muchas empresas recurrieron a los tratados bilaterales de inversión (TBI) y llevaron al Gobierno ante los tribunales internacionales como el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (CIADI) del Banco Mundial y la Corte Internacional de Justicia de la Haya (Países Bajos). En el Ecuador se firmaron en 2010 nuevos contratos de servicios que representan un 80 % de la producción privada de petróleo. En Bolivia, las empresas privadas de hidrocarburos no interpusieron demandas ante el CIADI (aunque sí lo hicieron tres empresas de otros sectores de la economía). Todas las empresas en Bolivia firmaron finalmente nuevos contratos en 2007. Ambos países han rechazado los TBI desde que tuvieron lugar las reformas. Bolivia se retiró formalmente del CIADI en 2007, mientras que el Ecuador hizo lo propio en 2009.

6. YPFB y Petroecuador son ahora los actores más importantes de la industria petrolera en sus respectivos países. En el Ecuador, Petroamazonas (empresa estatal fundada en 2010) es la mayor productora de petróleo y también la empresa con la mayor inversión anual en exploración y producción petrolera. En Bolivia, YPFB es el inversor más importante en actividades de exploración del gas. YPFB tiene una participación mayoritaria en la exploración y la producción petrolera en asociación con empresas extranjeras. YPFB (con YPFB Andina y YPFB Chaco) tienen una participación del 25 % de la producción total de gas natural de forma individual y también en asociación con las empresas extranjeras. YPFB es responsable del 100 % de los hidrocarburos producidos en Bolivia en lo que respecta a las actividades de comercialización y exportación. Lo anterior ha suscitado la preocupación de los analistas sobre una ampliación excesiva de las responsabilidades de las empresas estatales.

7. Como es sabido, los precios del gas natural difieren de una región a otra. Desde 2007,

los precios del gas son más elevados en los mercados europeos y asiáticos en comparación con los precios de los Estados Unidos (precios de referencia de Henry Hub) debido a la producción de gas de esquisto. Antes de 2003 los consorcios privados en Bolivia planeaban exportar gas natural a los Estados Unidos, al precio de Henry Hub, una iniciativa frustrada por la «guerra del gas» en 2003. En 2006, el Gobierno de Bolivia, en calidad de dueño de todo el gas natural producido en el país, renegoció los contratos de exportación con la Argentina y el Brasil y mejoró las cláusulas de indexación que relacionan los precios del gas natural con el precio de los carburantes de sustitución (como el petróleo crudo y el fueloil). De este modo, Bolivia obtuvo mejores precios de exportación del gas (que los de Henry Hub de los Estados Unidos) que influyeron en el considerable aumento de los ingresos nacionales y fiscales. Los Gobiernos no solo deben recuperar la propiedad de los hidrocarburos, sino también obtener el mayor valor por ellos en los mercados internacionales.

8. En el Ecuador, los contratos de servicios determinaron el pago a los contratistas de una tarifa acordada por barril de petróleo producido. Como es sabido, a diferencia del gas natural, el petróleo tiene un precio internacional válido en todos los mercados (que difiere en función de la calidad de los diferentes tipos de petróleo). Es importante tener en cuenta que estos contratos de servicios prevén salvaguardias para el Estado en caso de que los precios del petróleo caigan por debajo de la tarifa por barril acordada. La «cláusula de acumulación» dispone que si el precio del petróleo cae por debajo de la tarifa, el monto adeudado se acumulará al siguiente año fiscal sin intereses. En caso de terminación del contrato, la obligación del pago de cualquier monto debido al contratista prescribirá y el pago no se realizará.

9. En los años siguientes no solo las inversiones en la producción de petróleo y gas de las empresas privadas aumentaron considerablemente en ambos países sino que también llegaron a Bolivia y al Ecuador nuevas empresas que firmaron contratos bajo el nuevo marco constitucional y jurídico.

Sin embargo, en ambos países las inversiones en la exploración de petróleo y gas durante el proceso de renegociación disminuyeron considerablemente. Desde 2011 ambos Gobiernos han adoptado medidas específicas para invertir esta tendencia negativa firmando numerosos contratos de exploración con empresas extranjeras y se han descubierto nuevos yacimientos de hidrocarburos. Sin embargo, aún es demasiado pronto para hacer una evaluación final de los resultados de estas políticas.

10. En ambos países el crecimiento económico aumentó considerablemente después de la renegociación de los contratos y se registró un aumento de los ingresos fiscales y las divisas. La pobreza y la desigualdad disminuyeron en ambos países según instituciones multilaterales como el FMI y el Banco Mundial. La adopción de políticas de buena gestión pública para fomentar la transparencia y la eficiencia de las empresa estatales, establecer marcos jurídicos adecuados y luchar contra la corrupción, aumentó en ambos países. No obstante, según documentos oficiales de ambos países y analistas independientes, estas políticas deben reforzarse.

11. En los últimos años se han podido observar importantes vías alternativas de desarrollo en Bolivia y en el Ecuador. Bolivia ha hecho progresos en la masificación del gas natural para lograr el acceso universal de los hogares a la energía. Más de un 25 % de la población tiene ahora conexión directa a la red nacional de gasoductos. La diversificación de la matriz de producción en torno a la explotación de recursos

naturales ha comenzado a tener lugar mediante la construcción de plantas de procesamiento (para la producción de etano, gas de petróleo licuado (GLP) e isopentano) y planes en relación con la industria petroquímica. La industrialización de los recursos naturales se ha asumido como una política estatal permanente que traerá consigo un aumento de las capacidades, la innovación tecnológica, los vínculos de producción y las sinergias con otros sectores. Asimismo, esta política garantiza que la inversión en infraestructura para la explotación y el transporte de recursos naturales facilite la creación de cadenas de suministro relacionadas con su industrialización y genere los mayores beneficios posibles para otros sectores de la producción y para toda la sociedad.

En el Ecuador el aumento de los ingresos del petróleo ha hecho posible la inversión de las rentas de los recursos naturales (y de los ingresos fiscales obtenidos por ellos) en el fomento de capacidad humana mediante la inversión gubernamental en educación, formación y tecnología avanzada con valor añadido. Es el caso de Yachay, una ciudad construida como un espacio para generar conocimientos e innovación tecnológica con el fin de abandonar la dependencia de los recursos naturales. La intención del Gobierno es crear un «Silicon Valley» en el país con una inversión de 1100 millones de dólares para avanzar en el ámbito de la información y las tecnologías del conocimiento. El presidente Rafael Correa ha afirmado que la tecnología y la innovación son fundamentales para el desarrollo y el «buen vivir» porque ayudan a superar la economía extractiva basada en su mayor parte en la explotación de los recursos naturales.

12. El desafío de transformar las economías con abundantes recursos naturales y dejar la dependencia excesiva de los productos básicos no es un proceso a corto plazo. Pese a los avances logrados, estas economías siguen dependiendo considerablemente de los productos básicos, lo cual supondrá mayores problemas ahora que el super ciclo de los precios elevados de los productos básicos ha llegado a su fin. El estudio de este fenómeno, algo decisivo para lograr los objetivos económicos y sociales que se han propuesto ambos países, va mucho más allá del ámbito de estudio de este documento que es el análisis del proceso de renegociación de los contratos de petróleo y gas en ambos países.

II. BOLIVIA Y LA NACIONALIZACIÓN DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS

Antecedentes

Tradicionalmente Bolivia ha sido dependiente de la industria de la minería por ser la fuente más importante de exportaciones e ingresos fiscales para el Estado. En cambio, la industria de los hidrocarburos (petróleo y gas) no era muy importante para el país, que era un importador neto de petróleo. Esta situación cambió drásticamente en la década de los 70 cuando la empresa petrolera estatal (YPFB) descubrió importantes yacimientos de gas natural. Cabe señalar que no se trata de reservas de petróleo, sino de gas natural.

Hasta mediados de la década de los 80 el Estado desempeñó un papel principal en el crecimiento y el desarrollo económico. Las empresas estatales YPFB y Comibol eran la columna vertebral de la economía boliviana. Comibol era dueña de las minas más importantes de estaño y líder del sector hasta que los precios del estaño disminuyeron y se agotaron las reservas. YPFB producía un 77 % del petróleo y del gas natural. En 1972 se construyó el gasoducto Yacimientos-Bolivian Gulf (Yabog). Su capacidad de transporte era de seis millones de metros cúbicos diarios y conectaba Río Grande en Bolivia con la provincia de Salta en la Argentina. Las exportaciones de gas contribuyeron al aumento de los ingresos fiscales, aunque de forma moderada, debido a problemas de capacidad en el territorio argentino.

En 1985, Bolivia puso en marcha la Nueva Política Económica (NPE), que consistía en una serie de políticas específicas orientadas a la libertad de precios y del comercio, la privatización de las empresas estatales y la liberalización de las corrientes de capital. Bolivia fue el segundo país de América Latina después de Chile que adoptó el Consenso de Washington. La aplicación de la NPE comenzó con el Decreto Supremo 21060 en 1985, centrado en la estabilización económica y en sentar las bases para la adopción de nuevas políticas. La segunda generación de políticas estaba centrada en la «privatización de las empresas estatales y en alcanzar un desarrollo sostenible».

En marzo de 1994 el Gobierno aprobó la Ley de Capitalización que establecía la conversión de las empresas públicas en un nuevo régimen conocido como «capitalización» de la propiedad. En virtud de la «capitalización», una empresa privada podría adquirir el 50 % de las acciones de la empresa estatal. El 50 % restante se transfirió a una nueva institución que administraba los fondos recibidos en beneficio de los ciudadanos bolivianos. Los beneficios se destinaban a los fondos de pensión bolivianos y cada ciudadano recibía un pago anual.

Entre las empresas capitalizadas había importantes empresas de servicios públicos: La Empresa Nacional de Telecomunicaciones (ENTEL), la Empresa Nacional de Ferrocarriles del Estado (ENFE), la aerolínea Lloyd Aéreo Boliviano (LAB), la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), y la más importante, YPFB, que realizaba actividades de exploración y producción, refinería, transporte y comercialización de petróleo y gas.

Ley 1689 o Ley de Hidrocarburos

En 1996, el nuevo Gobierno de Gonzalo Sánchez de Lozada promulgó la Ley 1689 a fin de «capitalizar» YPFB. La Ley 1689 preveía nuevas condiciones para YPFB así como para los contratos vigentes de petróleo y gas con empresas extranjeras.

El sector petrolero (véase el capítulo siguiente en relación con el gas) estaba estructurado de la siguiente manera antes del proceso de capitalización: YPFB producía un 71 % de los hidrocarburos y operaba y gestionaba la red nacional de transporte por oleoducto. También era dueña de dos refinerías y comercializaba productos derivados del petróleo. También exportaba gas a la Argentina a través del gasoducto Yabog.

Con la «capitalización» cambió la estructura de YPFB, que fue dividida en dos:

Andina SAM y Chaco SAM. Ambas empresas realizaban actividades de exploración y producción. Para el transporte de petróleo por oleoducto se creó una nueva empresa llamada Transredes.

Las dos refinerías (Villarroel y Elder Bell) y dos oleoductos, propiedad de YPFB, fueron privatizados al 100 % (no fueron «capitalizados»). Por último, se creó YPFB Casa Matriz, que no tenía activos directos en la industria y se redujo a un órgano administrativo con un papel secundario. Los ingresos provenientes de la «capitalización» fueron de 937 millones de dólares (véase Cuadro 1).

Cuadro 1

Bolivia: capitalización y privatización de YPFB (en millones de dólares)			
Unidades capitalizadas (1996)	Comprador	Monto	% participaciones vendidas
Andina SA (producción petróleo)	YPF (20,25%), Pérez Companc (20,25%), Pluspetrol (9,5%)	264.7	50%
Chaco SA (producción petróleo)	AMOCO (USA, 30%), Bidas (Arg, 20%)	306.6	50%
Transredes (oleoducto)	Enron (USA, 25%), SHELL (UK-NETHERLANDS, 25%)	263.5	50%
SUB-TOTAL (1)		835	
Unidades privatizadas (1999)	Comprador	Monto	% participaciones vendidas
Refinería Gualberto Villarroel Refinería Guillermo Elder Bell Poliducto Palmasola –Viru-Viru Poliducto Refinería Villarroel-Aeropuerto	Petrobras (70%) / Pérez Companc (30%)	102	100%
SUB-TOTAL (2)		102	
TOTAL (1) + (2)		937	

Fuente: Campodónico (2004)

Situación de los contratos de gas natural con las empresas privadas

Además de las reservas de petróleo y gas explotadas por YPFB mencionadas antes, había otras reservas de petróleo y gas explotadas por empresas privadas de las cuales Total/Fina/Elf, Repsol, Petrobras y British Gas eran las principales. Es muy importante tener en cuenta que los mayores yacimientos de gas fueron explotados por estas empresas.

La nueva legislación disponía que estas empresas cambiaran sus contratos por contratos de riesgo compartido. El contratista que firmaba estos contratos con YPFB adquiría la propiedad de los hidrocarburos producidos, con excepción de los necesarios para satisfacer la demanda del mercado nacional. El mismo tipo de contratos era aplicable a las rondas de ofertas para las nuevas áreas adjudicadas en 1997, 1998 y 1999. Esto significaba que las empresas privadas eran dueñas del petróleo y el gas producido y podían decidir libremente el destino de esos hidrocarburos.

Otra cuestión bastante contenciosa y controvertida era el cambio en el régimen de regalías de los contratos de riesgo compartido. Antes de la Ley 1689 todos los hidrocarburos estaban sujetos a una regalía del 50 % por los hidrocarburos producidos. Sin embargo, la Ley 1731, promulgada también en 1996, clasificaba los hidrocarburos en dos tipos y preveía un tratamiento de regalías diferente para cada uno de ellos. Para los hidrocarburos «existentes» se mantuvo la regalía del 50 % mientras que los hidrocarburos «nuevos», solo estarían sometidos a una regalía del 18 %. El impuesto

sobre las utilidades de las empresas permaneció igual tanto para los hidrocarburos existentes como para los nuevos: un 25 % de impuesto sobre las utilidades más un 12, 5 % sobre la remisión de utilidades al exterior. La única excepción era un impuesto extraordinario «SURTAX» de un 25 % para las utilidades de los nuevos hidrocarburos.

Habida cuenta de que más de un 90 % de las reservas probadas y probables se consideraban hidrocarburos «nuevos», esta legislación era considerada como la que menos ingresos del Estado generaba en América Latina. En años posteriores, la cuestión de la propiedad, la clasificación de reservas «existentes» y «nuevas» y la reducción de la regalía de un 50 % a un 18 %, se convirtieron en las cuestiones más críticas de la política boliviana.

Descubrimientos de grandes yacimientos de gas natural a finales de los años 90

En 1996, Bolivia firmó un acuerdo con el Brasil para construir un gasoducto para exportar gas natural. El gasoducto, terminado en 1999, tenía una capacidad de transporte de 30 millones de metros cúbicos diarios y una extensión de 1, 970 km. La inversión total en el gasoducto fue de 2 200 millones de dólares. El gasoducto iba desde Santa Cruz en Bolivia hasta São Paulo en el Brasil y fue construido con la participación de YPF y Petrobras.

La apertura del mercado brasileño para el gas natural impulsó las inversiones en exploración de las empresas privadas con contratos de riesgo compartido. Desde 1997 a 2000 las inversiones en exploración se situaron en 1.134 millones de dólares y las inversiones en producción en 765 millones.

El gas natural descubierto aumentó las reservas probadas de 3,75 billones de pies cúbicos en 1997 a 18,31 billones de pies cúbicos en 2000. En 2003, las reservas probadas alcanzaron 28,69 billones de pies cúbicos, con lo que Bolivia se convirtió en el segundo país de América Latina en reservas de gas natural después de la República Bolivariana de Venezuela (ver Cuadro 2).

Cuadro 2

Reservas certificadas de gas natural billones de pies cúbicos							
Año	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Reservas probadas	3.75	4.16	5.28	18.31	23.84	27.36	28.69
Fuente: YPBF							
Nota: En 2006 la estimación de las reservas de gas natural certificadas por los consultores De Goyler se redujo a 12,8 billones de pies cúbicos. En 2010, el consultor Ryder Scott estimó las reservas en 9,7 billones de pies cúbicos. La razón de esta importante reducción de reservas no es muy clara (Gustavo Rodríguez, 2011).							

Las empresas extranjeras con mayores reservas fueron Andina (en la que Repsol tenía participación mayoritaria), British Gas, Petrobras, TotalFinaElf y Maxus/Repsol. Estas cinco empresas representaban un 78 % de las reservas totales de Bolivia.

Según el reporte oficial, dichas reservas fueron descubiertas después de 1996 por las empresas mencionadas anteriormente. Sin embargo, numerosos críticos argumentaron que YPFB descubrió una cantidad importantes de estas reservas a comienzos de la década de 1990, antes de la capitalización y la privatización (véase Cuadro 1).

Recuadro 1
YPFB ya había descubierto las “nuevas reservas”

A finales de la década de 1990 hubo un intenso debate sobre las importantes reservas de gas natural descubiertas en Tarija. ¿Quién y cuándo se descubrieron estas enormes reservas de gas? ¿Las descubrió YPFB en la década de los noventa antes de que Sánchez de Lozada la apartara de las actividades de exploración con la Ley 1689? ¿Fueron descubiertas por la exploración de empresas privadas que «migraron» a los nuevos contratos de la Ley 1689, que luego redujo las regalías de un 50 % a un 18 %?

Esta cuestión reviste una gran importancia puesto que si fue YPFB significa que el Gobierno consideraba «nuevas reservas» lo que eran «reservas existentes» y por esta razón, las empresas pagaban regalías más bajas. La discusión fue uno de los principales temas de la «guerra del gas» de 2002 y 2003 que dio lugar al derrocamiento Sánchez de Lozada.

La pregunta tuvo respuesta en 2004, cuando la Delegación Presidencial para la Revisión y Mejora de la Capitalización nombrada por el presidente Carlos Mesa, concluyó por unanimidad: «de haberse adoptado una definición más técnica que fiscal, el reservorio de Campo San Alberto, descubierto fuera de toda duda por YPFB el año 1990, debería haber sido declarado como “existente” en lugar de “nuevo”». En Tarija, el delegado presidencial para la Revisión y Mejora de la Capitalización, Francesco Zaratti, presentó las conclusiones del informe sobre la reclasificación de Campo San Alberto tras seis semanas de investigaciones: «Al ser campo nuevo, sólo paga el 18 % de regalías, cuando los antiguos tributan actualmente el 50 %».

(San Alberto: Una historia entre lo legal y lo justo, 29 de junio, 2004, <http://www.bolivia.com/noticias/autonoticias/DetalleNoticia21210.asp>).

La «guerra del gas» de 2002 y 2003

En 2002 el consorcio Pacific LNG propuso la construcción de un gasoducto de Bolivia a un puerto costero en Chile, en el Océano Pacífico, a fin de construir una planta de gas natural licuado (GNL) para la exportación de gas natural de Bolivia a los Estados Unidos. Los miembros del consorcio eran Repsol (España), British Petroleum y British Gas. El proyecto encontró una fuerte oposición en Bolivia debido, principalmente a que el gasoducto y las instalaciones de la planta se construirían en Chile, país con el que Bolivia mantiene una larga rivalidad histórica. (En una guerra entre los dos países durante la segunda mitad del siglo XIX, Bolivia perdió sus costas y se convirtió en un país sin litoral). La oposición dijo asimismo que Bolivia obtendría muy pocos ingresos de las exportaciones de gas natural habida cuenta de los bajos precios en los Estados Unidos y las condiciones desfavorables de los contratos de exportación.

Las revueltas populares en contra del proyecto en 2002 y 2003 dejaron un saldo de 75 muertos. El presidente de Bolivia, Gonzalo Sánchez de Lozada, se vio obligado a dimitir y el proyecto de exportación fue rechazado. El Gobierno del nuevo presidente, Carlos Mesa, presentó un proyecto de referéndum para consultar al pueblo boliviano sobre una nueva legislación nacional en materia de hidrocarburos. El pueblo boliviano apoyó mayoritariamente las preguntas más importantes del referéndum celebrado en 2004. El 92 % de los votantes apoyaron la nacionalización del gas boliviano y el 87 %, la anulación de la ley de privatización de 1996.

Se suponía que tras el resultado del referéndum se promulgaría en 2005 una nueva Ley de Hidrocarburos, pero el presidente Carlos Mesa se negó a hacerlo. Finalmente, la Ley 3058 fue aprobada por el Congreso boliviano (sin la aprobación del presidente Mesa) en mayo de 2005.

Implicaciones de la Ley 3058 de 2005

La Ley 3058 crea el IDH, un impuesto directo de un 32 % que deberán pagar las empresas de petróleo y gas, además de la regalía vigente de un 18 %. De esta manera, la regalía volvió a ser del 50 % como preveía la Ley 1689 anterior.

La Ley 3058 también autoriza al Gobierno boliviano a recuperar la propiedad de todos los hidrocarburos y fija un plazo de 180 días para que los titulares que hubieran suscrito contratos de riesgo compartido los conviertan a las nuevas modalidades de contratos. Las nuevas modalidades de contratos eran, a saber: contratos de producción compartida, ii) contratos de operación y iii) contratos de asociación.

Sin embargo, esta Ley se consideraba demasiado conciliatoria con las empresas extranjeras. Además, el debate sobre esta Ley puso de manifiesto la falta de voluntad política del presidente Mesa y generó temor de que no sería aplicada plenamente. Las protestas aumentaron en todo el país y el presidente Carlos Mesa renunció en junio de 2005.

La Ley 3058 también dispone que YPFB debe recuperar las actividades de exploración y explotación de yacimientos de petróleo y gas. Esta participación afectaba a los contratos de producción compartida, los contratos de operación y los contratos de asociación.

El Gobierno de Evo Morales y el Decreto de nacionalización de los hidrocarburos

Evo Morales fue elegido presidente en enero de 2006. El 1 de mayo del mismo año, Morales promulgó un decreto mediante el cual se nacionalizaban los recursos de hidrocarburo del país (Decreto Superior 28701 de nacionalización de los hidrocarburos). El Decreto dispone que todas las empresas productoras de petróleo y gas en Bolivia están obligadas a entregar en propiedad a YPFB toda la producción de hidrocarburos y fija un plazo de 180 días para que las empresas regularicen sus actividades de conformidad con la Ley 3058 o de otro modo la YPFB tomará a su cargo dichas actividades.

El Decreto de nacionalización puso fin al proceso de «capitalización» y privatización. El Decreto dispone igualmente que YPFB controle el 50 % más 1 en las empresas Chaco S. A. y Andina S. A. «capitalizadas» en 1996 y que YPFB recupere las dos refinerías bolivianas que habían sido adquiridas y privatizadas por Petrobras.

Recuadro 2
Decreto Supremo 28701 de mayo de 2006

Artículo 1°.- En ejercicio de la soberanía nacional, obedeciendo el mandato del pueblo boliviano expresado en el Referéndum vinculante del 18 de julio del 2004 y en aplicación estricta de los preceptos constitucionales, se nacionalizan los recursos naturales hidrocarburíferos del país.

El Estado recupera la propiedad, la posesión y el control total y absoluto de estos recursos.

Artículo 2. A partir del 1 de mayo del 2006, las empresas petroleras que actualmente realizan actividades de producción de gas y petróleo en el territorio nacional, están obligadas a entregar en propiedad a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos - YPFB, toda la producción de hidrocarburos. YPFB, a nombre y en representación del Estado, en ejercicio pleno de la propiedad de todos los hidrocarburos producidos en el país, asume su comercialización, definiendo las condiciones, volúmenes y precios tanto para el mercado interno, como para la exportación y la industrialización.

Con base en la promulgación del Decreto de nacionalización el Gobierno desarrolló el modelo del contrato de operación. El proceso de negociación comenzó en medio de la incertidumbre jurídica y atizó la tensión en torno a las perspectivas reales de recuperación de la inversión y de la rentabilidad de la continuidad de las actividades en el sector de los hidrocarburos en el país⁴.

Tras meses de negociaciones en octubre de 2006, YPFB y todas las empresas petroleras que operaban en Bolivia firmaron un total de 44 contratos de operación. Posteriormente, según lo dispuesto por la Ley 3058, los contratos fueron aprobados por el Congreso de Bolivia. Los contratos de operación entraron en vigor el 2 de mayo de 2007.

La Constitución de 2010 respalda los contratos y proclama que los recursos naturales son de propiedad del pueblo boliviano. Asimismo, la Constitución dispone claramente la industrialización de los hidrocarburos (Véase recuadro 3).

Recuadro 3
La Constitución de 2010 y los recursos naturales

La Constitución de 2010 proclama que los recursos naturales son de propiedad del pueblo boliviano.

⁴ Véase Vargas (2007), Medinaceli (2007b), Lefebvre y Bonifaz (2014).

Artículo 349

I. Los recursos naturales son de propiedad y dominio directo, indivisible e imprescriptible del pueblo boliviano, y corresponderá al Estado su administración en función del interés colectivo.

II. El Estado reconocerá, respetará y otorgará derechos propietarios individuales y colectivos sobre la tierra, así como derechos de uso y aprovechamiento sobre otros recursos naturales.

En el ámbito de los hidrocarburos, su administración y los ingresos percibidos por su comercialización son propiedad del pueblo boliviano.

Artículo 359

I. Los hidrocarburos, cualquiera sea el estado en que se encuentren o la forma en que se presenten, son de propiedad inalienable e imprescriptible del pueblo boliviano. El Estado, en nombre y representación del pueblo boliviano, ejerce la propiedad de toda la producción de hidrocarburos del país y es el único facultado para su comercialización. La totalidad de los ingresos percibidos por la comercialización de los hidrocarburos será propiedad del Estado.

La Constitución dispone claramente la industrialización de los hidrocarburos.

Artículo 355

I. La industrialización y comercialización de los recursos naturales será prioridad del Estado.

II. Las utilidades obtenidas por la explotación e industrialización de los recursos naturales serán distribuidas y reinvertidas para promover la diversificación económica en los diferentes niveles territoriales del Estado. La distribución porcentual de los beneficios será sancionada por la ley.

III. Los procesos de industrialización se realizarán con preferencia en el lugar de origen de la producción y crearán condiciones que favorezcan la competitividad en el mercado interno e internacional.

El Decreto de nacionalización de 2006 y los nuevos contratos

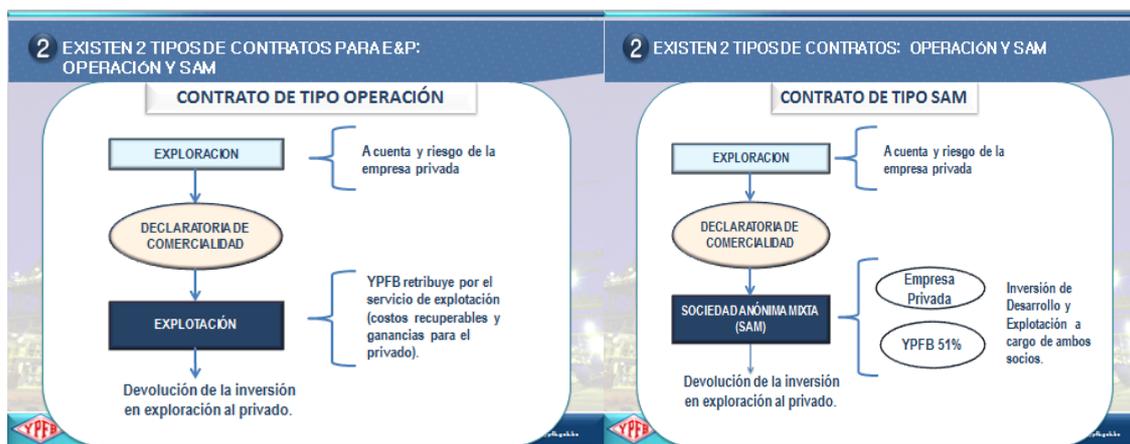
El Decreto de nacionalización estipula que las empresas petroleras que realizan actividades en Bolivia están obligadas a entregar toda la producción de hidrocarburos en propiedad a YPBF, que asumirá todos los aspectos de las actividades relacionadas con la comercialización. El Decreto define asimismo los tipos de contratos que podrán suscribirse en Bolivia. Los más importantes fueron los contratos de operación y los contratos para las Sociedades Anónimas Mixtas o SAM (definidos infra).

Los contratos de operación establecían que la empresa privada debe realizar a su propio riesgo las inversiones de exploración. Si se descubre petróleo y/o gas, la empresa debe hacer una «declaración de comercialidad» a fin de iniciar la fase de explotación.

En la etapa de explotación, una vez se inicie la producción, la empresa privada recupera los gastos de exploración. En esta misma etapa (véase Gráfico 1) YPFB le

paga a la empresa privada una retribución por el servicio de explotación (costos recuperables y beneficios para la empresa privada). Por consiguiente, se trata de contratos de servicios aunque su nombre indique otra cosa.

Gráfico 1:
Bolivia, 2007: Dos tipos de contratos de servicios
Contratos de operación y contratos para las SAM



Fuente: YPFB (2014).

La gran mayoría de los contratos de operación fueron suscritos con empresas privadas de gas que operaban en Bolivia. Las más importantes de estas empresas eran Repsol, Petrobras, Pluspetrol y British Gas. Los contratos más importantes correspondían a los principales campos gasíferos: San Alberto, San Antonio y Margarita.

b) Los contratos para las SAM establecían empresas conjuntas entre YPFB y las empresas privadas de gas. YPFB siempre tuvo una participación mayoritaria de al menos un 50 % más 1. Los contratos para las SAM estipula igualmente que la empresa privada asume la inversión de exploración a su propia cuenta y riesgo (véase también Gráfico 1).

Una vez se descubran petróleo y/o gas, la empresa conjunta debía hacer una «declaración de comercialidad» a fin de iniciar la fase de explotación. En esta etapa, una vez iniciada la producción, la empresa privada recuperaba los gastos de exploración.

En la fase de explotación las inversiones en desarrollo y producción se realizan conjuntamente entre YPFB y la empresa (o empresas) privada (s) en los porcentajes correspondientes.

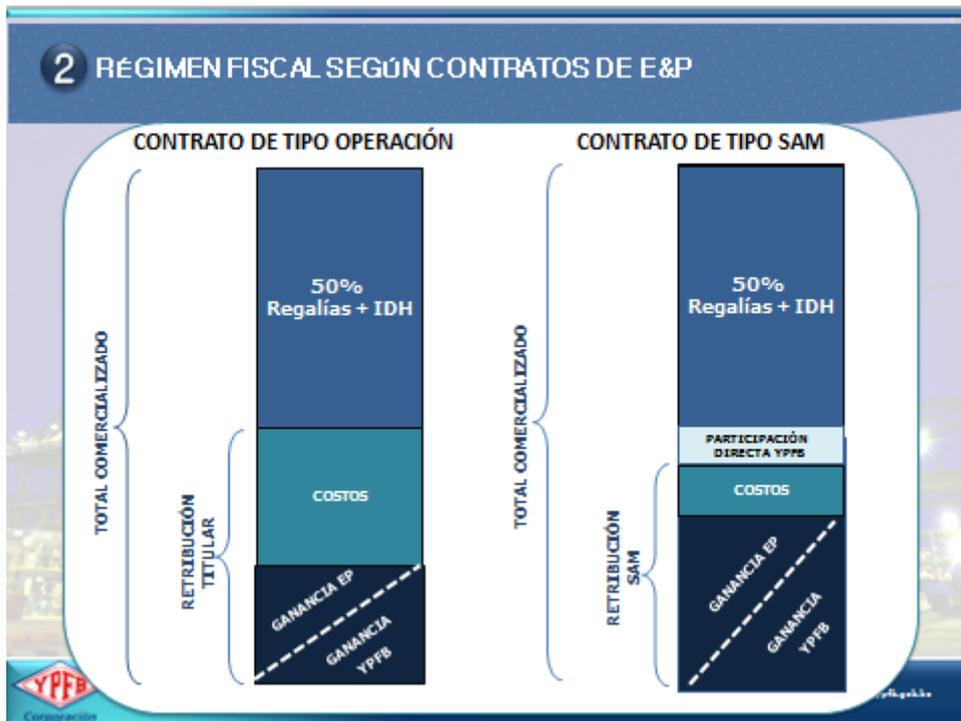
Los primeros contratos de SAM firmados en 2007 fueron SAM Chaco, donde YPFB posee el 100 % de las acciones y SAM Andina; donde YPFB posee un 51 % de las acciones y Respsol (España), un 49 %.

El régimen fiscal del Decreto de nacionalización

Como ya se ha dicho, la Ley 1689 de 2005 imponía una regalía de un 18 % y una regalía adicional de un 32 % (el Impuesto Directo a los Hidrocarburos). Estas regalías eran percibidas por YPFB. Los contratos de operación estipulaban que estos ingresos se destinan en primer lugar al pago de regalías (12 %), a la participación del Tesoro General del Estado o TGE (6 %) y al IDH (32 %).

En los contratos de operación, tras el pago del 50 % de regalías mencionado anteriormente, el porcentaje restante deberá cubrir los «costos recuperables» de exploración y producción de las empresas operadoras. En dichos contratos se estipulan claramente estos costos (véase Gráfico 2).

Gráfico 2:
Bolivia: Regímenes fiscales de los contratos de operación y los contratos para las SAM



Fuente: YPFB (2014).

Tras el pago de un 50 % de regalías y la deducción de los «costos recuperables» de las empresas de exploración y producción, el valor restante es un monto conocido como «ganancia a distribuir». Este monto se reparte entre YPFB y las empresas petroleras de exploración y producción, de conformidad con los cuadros de participación determinados en los contratos de operación. Esta participación aportó ingresos sustanciales a YPFB.

En ambos contratos se estipula que las empresas de petróleo y de gas paguen un

25 % de impuesto sobre sus «ganancias a distribuir». También había un impuesto sobre la remisión de utilidades al exterior que representaba un 25 % del 50 % de los beneficios transferidos.

El Decreto de nacionalización y el nuevo papel de YPFB

El Decreto 28701 estipulaba la presencia dominante de YPFB en la cadena de valor de los hidrocarburos. A este fin el Gobierno nacionalizó un 50 % + 1 de las acciones de las empresas que fueron «capitalizadas» en 1996 (véase Cuadro 1).

De acuerdo con lo dispuesto por el Decreto 28701, las siguientes empresas pasaban a ser de propiedad de YPFB:

- SAM Chaco (100% YPFB): Se pagaron 324 millones de dólares a Pan American Energy (50 % de las acciones).
- SAM Andina (51% YPFB, 49% Repsol): No hubo pago puesto que Repsol siguió siendo titular de un 49 % de las acciones.
- Transredes (100% YPFB): Se pagaron 307 millones de dólares en 2008 a Shell, Ashmore y accionistas minoritarios (50 % de las acciones) por concepto de redes de gasoductos y oleoductos.
- Refinerías: Se pagaron 112 millones de dólares a Petrobras por el 100 % de las acciones de las refinerías Villaroel y Elder Bell.
- Terminales de almacenaje de la Compañía Logística de Hidrocarburos Boliviana – CLHB (100% YPFB): Se pagaron 16 millones de dólares al consorcio OilTanking y Graña y Montero.

YPFB comienza a desempeñar un papel importante en la producción de gas natural

Hasta 2006 se excluyó a YPFB de la participación en actividades de exploración y producción en Bolivia. Todos los campos de gas eran propiedad de empresas extranjeras. A comienzos de 2007, YPFB no solo recuperó sus activos «capitalizados» y privatizados, sino que adquirió una importante participación como propietario y operador en los yacimientos de gas natural.

Así, YPFB Andina se asoció con empresas privadas como Total y Petrobras. YPFB Andina tiene una participación del 50 % de las acciones en los bloques de Sábalo (San Antonio) y San Alberto, que representa un 45 % de la producción total de gas en Bolivia (véase Cuadro 3).

Cuadro 3

Bolivia, 2015: Producción de gas natural-determinados bloques por empresa (Millones de metros cúbicos diarios)				
Empresa	Bloque			
	Sábalo	Caipipendi	San Alberto	Itaú
Petrobras	35%		35%	30%
Total France	15%		15%	41%
YPFB Andina (*)	50%		50%	
Repsol		37.5%		
YPFB Chaco				4%
British Gas		37.5%		25%
PanAmerican Energy		25%		
Acciones totales	100%	100%	100%	100%
Producción en 2015, millones de metros cúbicos diarios	18.46	16.96	7.78	2.22

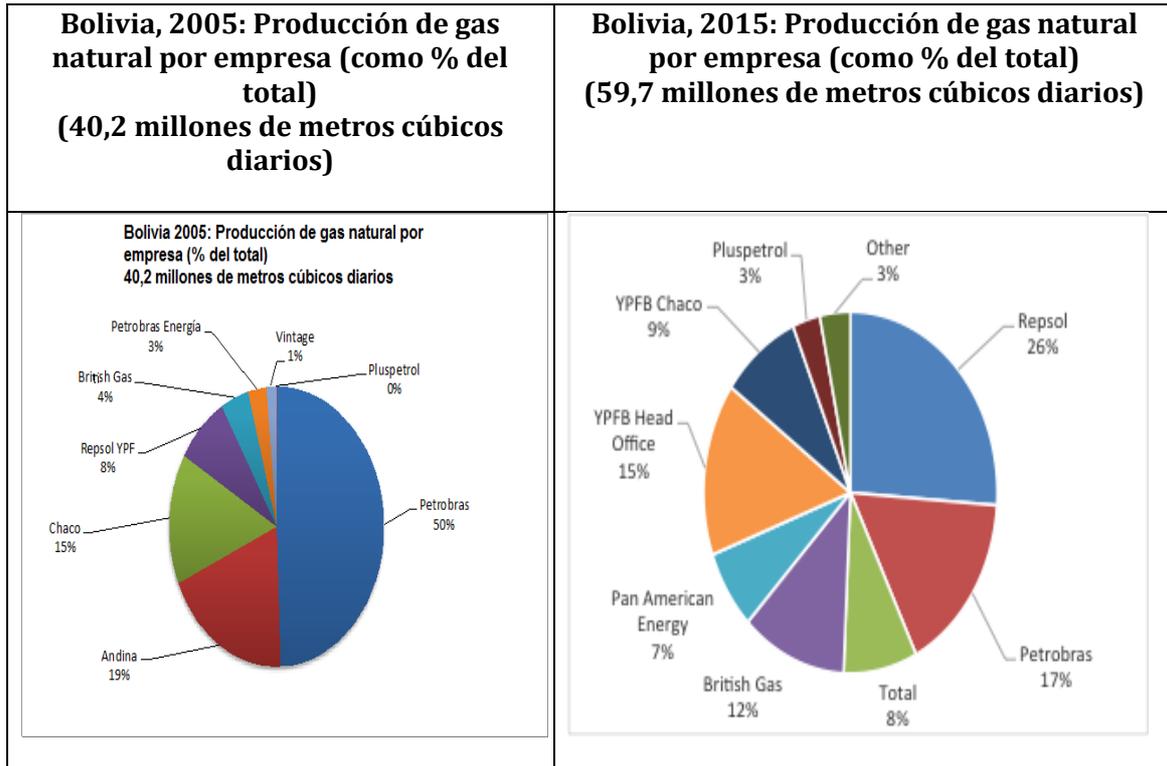
(*)YPFB Andina es propiedad de YPFB Casa Matriz (50.18%), Repsol (48.92%) y otros accionistas (0.9%).

Fuente: YPFB, Boletín Estadístico 2015

En el campo de Itaú, YPFB-Chaco (filial de YPFB) tiene una participación de un 4 % de las acciones. Asimismo, otros campos más pequeños como Bulo-Bulo, El Dorado o Vuelta Grande son propiedad de YPFB-Chaco. La participación agregada de YPFB Chaco equivale a un 5,2 % de la producción de gas natural de Bolivia.

Por lo tanto, la participación de YPFB (YPFB Andina y YPFB Chaco) en la producción total de gas natural equivale a un 24 %. Otras empresas importantes son Repsol (26.1%), Petrobras (16.5%), British Gas (11.6%) y Total France (8.1%).

Gráfico 3:



Fuente: Campodónico 2009, YPFB 2015a.

Aumento de los ingresos de exportación de la Argentina y el Brasil

El Gobierno de Bolivia decidió dar prioridad a sus países vecinos, la Argentina y el Brasil, en la exportación de gas natural. Los contratos de gas natural con estos países fueron renegociados y Bolivia obtuvo unos precios de exportación más elevados, que influyeron en el considerable aumento de los ingresos nacionales y fiscales.

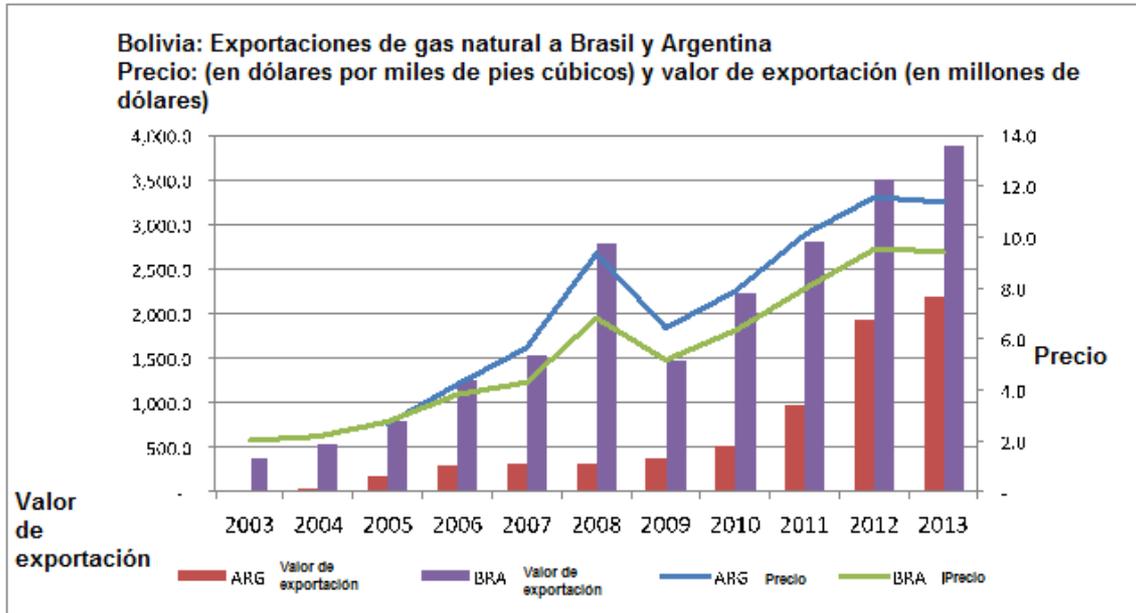
Los ingresos provenientes de las exportaciones de gas han aumentado sustancialmente desde 2005, cuando eran tan solo de 1.100 millones, justo antes de la nacionalización. En 2013, los ingresos de las exportaciones de gas ascendían a 6.100 millones de dólares, es decir, seis veces más que en 2005. (Véase Gráfico 4). Estos ingresos han sido una fuente muy importante de divisas para Bolivia y son los principales contribuyentes a los superávits en cuenta corriente del país desde 2006.

Los informes elaborados por varios economistas concuerdan en que la metodología de los contratos con la Argentina y el Brasil suponen un nivel suficiente de rentabilidad para Bolivia⁵, en especial si se le compara con las exportaciones hacia los Estados Unidos bajo el Gobierno de Sánchez de Lozada en 2002 y 2003. En los Estados

⁵ Los resultados demuestran que las fórmulas del contrato proporcionan una combinación óptima de factores para determinar los precios futuros en los mercados del Brasil y la Argentina. Como ya se ha señalado, los indicadores de pronóstico nos llevan a pensar que la combinación óptima debería replicar las condiciones futuras que se toman (o se tomarían) en cada una de las proyecciones por separado. Por consiguiente, las proyecciones basadas en un único criterio podrían estar sujetas a errores de pronósticos (Aguilar y Valdivia, 2011).

Unidos el precio de referencia es el precio Henry Hub, que en los últimos años ha tenido un desempeño negativo, muy por debajo del precio de exportación a la Argentina y al Brasil.

Gráfico 4:



Fuente: YPFB (2015a). (Traducción del gráfico por el Centro del Sur).

Recuadro 4

Contratos de exportación de gas con el Brasil y la Argentina

Acuerdo con el Brasil

El compromiso de exportación de gas natural (Contrato de Compra y Venta de Gas Natural (GSA) fue firmado en 1999 por un período de 20 años. En el contrato se estipulan los criterios para determinar el precio del gas de exportación. En 2019 esta fórmula será renegociada.

El GSA establece que el precio de exportación se reajusta cada tres meses de acuerdo con una fórmula de ajuste que relaciona los precios de tres combustibles y tiene en cuenta los precios internacionales proporcionados por reconocidos organismos y empresas internacionales de energía. El precio cambiará teniendo en cuenta las variaciones en ese período. De igual manera, cambiarán también los precios de exportación. Durante el período de 2008 a 2013 los precios de exportación registraron una clara tendencia al alza.

Inicialmente se fijó en el contrato la exportación de 16 millones de metros cúbicos diarios de gas natural. Sin embargo, más adelante se acordó un volumen máximo contractual de venta de 30,8 millones de metros cúbicos diarios, actualmente en vigor.

b) Acuerdo con la Argentina

De 1972 a 2006 Bolivia firmó varios contratos de exportación con la Argentina. En 2006, se suscribió un nuevo acuerdo por 20 años con la empresa petrolera estatal argentina ENARSA.

El precio acordado en 2006 fue de 5,0 dólares/ millón de BTU (unidad térmica británica). El acuerdo estipulaba que se concebiría una nueva fórmula para el precio del gas exportado. Dicha fórmula, creada en 2007, es similar a la del contrato con el Brasil con una diferencia: se añade el combustible diésel a la canasta de tres tipos de combustible.

El contrato se basa en volúmenes de exportación de 7,7 millones de metros cúbicos diarios para 2007 y 2008 hasta llegar a 16 millones de metros cúbicos diarios en 2009 y 2010. El contrato prevé un objetivo final de exportaciones de 27,7 millones de metros cúbicos diarios entre 2010 y 2026. En 2014 Bolivia exportó 15 millones de metros cúbicos diarios de gas a la Argentina.

Aumento significativo de los ingresos fiscales después de 2005

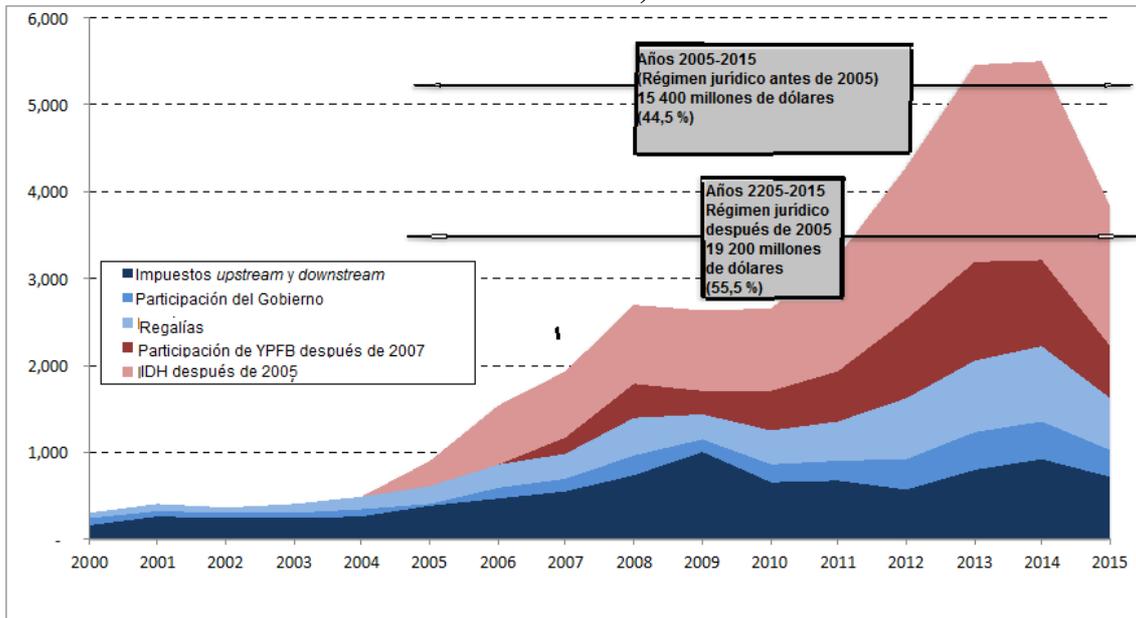
Los ingresos fiscales han registrado un aumento constante desde la promulgación de la Ley 3058 en 2005 y el Decreto de nacionalización de 2006. En este período los ingresos ascendieron a 34 600 millones de dólares. Parte de este aumento se debe a los elevados precios del gas y del petróleo producto del superciclo.

La fuente más importante de ingresos fiscales es la regalía del 50 % (con el IDH), que generó 2 600 millones de dólares en 2013. Los ingresos del impuesto sobre las Utilidades de las Empresas (IUE) también aumentaron y ascendieron a 257 millones de dólares en 2013. Los ingresos del impuesto especial a los hidrocarburos y derivados comercializados en el mercado interno (gasolina, diésel, gas y otros) también registraron un aumento, aunque con moderación, y representaron 458 millones de dólares. Cabe señalar que se trata de un impuesto indirecto relacionado con la política fiscal y no con el sector de los hidrocarburos.

A fin de medir el aumento correspondiente a las medidas adoptadas después de 2005 hemos dividido los aumentos en cinco partes. Las primeras tres (en azul en el Gráfico 5) corresponden a la legislación antes de 2005. Las últimas dos, (rojo claro y rojo oscuro en el gráfico) comprenden los ingresos después de 2005.

Según datos oficiales publicados por la Fundación Jubileo (2016), de no haberse adoptado medidas los ingresos fiscales habrían sido solamente de 15 400 millones de dólares. En cambio, con las nuevas medidas, en particular, el IDH de 2005, los ingresos se calculan en 19 200 millones de dólares adicionales.

Gráfico 5:
Bolivia: Renta de los hidrocarburos antes y después de 2005 (en miles de millones de dólares)



Fuente: Fundación Jubileo 2016. (Traducción del gráfico por el Centro del Sur).

Inversiones en el sector de hidrocarburos entre 2001 y 2015

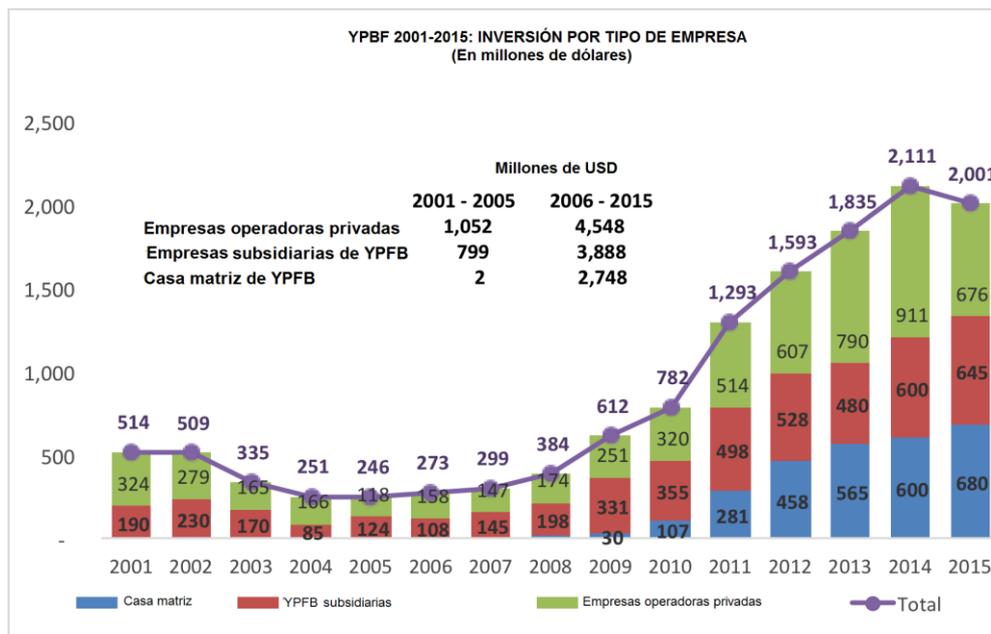
Las inversiones en el sector de hidrocarburos en los últimos diez años (2006-2015) ascendieron a 11 200 millones de dólares. Esta cifra representa cerca de una tercera parte del producto interno bruto (PIB). Desde 2006 las inversiones en el sector de hidrocarburos han registrado una tasa de crecimiento anual de un 29,1 % (véase Gráfico 6).

Esta tendencia al aumento de las inversiones tuvo un efecto positivo, especialmente en los niveles de producción de hidrocarburos, el crecimiento del PIB, el valor de las exportaciones, las corrientes positivas de divisas generadas por la exportación de gas natural y también en los mayores ingresos fiscales y transferencias para la distribución de regalías y el IDG, entre otros.

YPFB tiene ahora a una parte importante de participación en las inversiones anuales. Según datos oficiales⁶, entre las inversiones de YPFB figuran inversiones de Casa Matriz y de las filiales. En el período comprendido entre 2006 y 2015, las inversiones totales de YPFB ascendieron a 6 600 millones de dólares (59,4 %) y las empresas operadoras privadas realizaron inversiones por un valor de 4 400 millones de dólares (40,6 %).

⁶ Véase YPFB (2015b), Gráfico 28, pág. 89.

Gráfico 6:



Fuente: YFPB (2016). (Traducción del gráfico por el Centro del Sur).

Sin embargo, no ha habido una inversión importante en la exploración de nuevos yacimientos de gas por parte de las empresas privadas, algo indispensable para continuar las exportaciones de gas natural al Brasil y a la Argentina. La inversión en este ámbito ha sido costeadada principalmente por YFPB: en los últimos diez años el 64 % de las inversiones en exploración han sido realizadas por YFPB y solo un 36 % por empresas privadas.

Como se ha dicho (véase Cuadro 2), las reservas de gas natural han disminuido considerablemente: de 28,7 billones de pies cúbicos en 2003 a 9,7 billones de pies cúbicos en 2010, aunque aumentaron a 10,5 billones de pies cúbicos en 2014. Las principales autoridades del país son conscientes de ello⁷. En los últimos años esta tendencia se ha invertido parcialmente gracias a las nuevas inversiones de empresas extranjeras en la exploración. Es el caso de Bloque Azero (Total, 50% y Gazprom, 50%), Bloque Huacareta (British Gas, 100%) y Bloque Cedro (Petrobras, 100%). La nueva producción de 6,2 millones de metros cúbicos diarios de gas natural comenzará en 2016 en Bloque Incahuasi, propiedad de Total (60 %), Gazprom (20 %) y Tecpetrol (20 %).

En 2015 YFPB puso en marcha el plan estratégico para el período 2015 a 2019 (YFPB, 2015b, págs. 89 y 90). El objetivo es aumentar las reservas de gas natural de 10,5 billones de pies cúbicos a 15 billones de pies cúbicos en los próximos cinco años

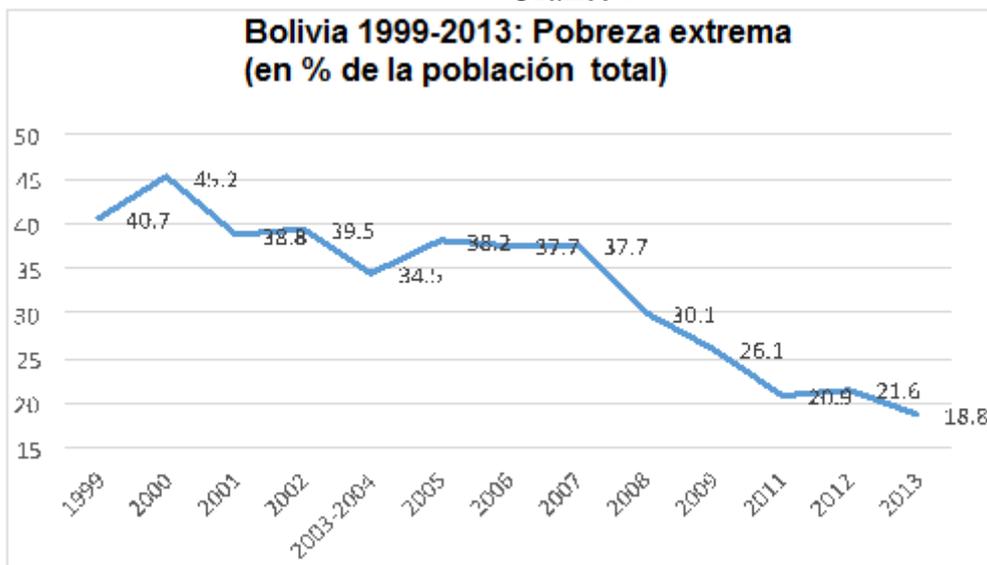
⁷ El presidente Evo Morales afirmó en 2011 que las empresas petroleras deben invertir especialmente en la exploración ya que YFPB hace todos los esfuerzos pero no es suficiente. (http://www1.vpfb.gob.bo/index.php?option=com_content&view=article&id=607:presidente-evo-morales-pide-a-las-empresas-operadoras-acelerar-las-inversiones-en-bolivia-para-exploracion&catid=121:agencia-de-noticias&Itemid=196)

mediante una inversión de 4 300 millones de dólares. La YPFB Casa Matriz contribuiría con 620 millones de dólares (14.4%), las filiales de YPFB con 1 200 millones (28, 5 %) y las empresas operadoras privadas con 2 500 millones (57 %).

Una importante disminución de la pobreza

Mediante la gestión adecuada de los ingresos provenientes de los recursos naturales y la aplicación estratégica de una política de redistribución de los ingresos y la inversión productiva, se logró reducir la pobreza extrema. La pobreza extrema disminuyó de un 38,2 % en 2005 a un 18,8 % en 2013 y la desigualdad entre ricos y pobres se redujo de 128 veces en 2005 a 46 veces en 2012.

Gráfico 7



Fuente: Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, Memoria de la Economía Boliviana 2014.

Industrialización basada en los hidrocarburos

Como se ve en el recuadro 3, la Constitución de Bolivia de 2009 dispone la industrialización de los recursos naturales y destaca su importancia « para superar la dependencia de la exportación de materias primas y lograr una economía de base productiva, en el marco del desarrollo sostenible, en armonía con la naturaleza» (Artículo 311).

En los últimos diez años los proyectos más importantes de YPFB en materia de industrialización de hidrocarburos han sido las plantas de separación de líquidos (de gas natural) de Río Grande y Gran Chaco, la planta de amoníaco y urea de Bulo Bulo y la planta de GLN de Río Grande.

Como parte de los proyectos futuros en el sector, el Banco Central de Bolivia ha acordado un préstamo de 1 800 millones de dólares a YPFB para la construcción de un

complejo petroquímico de propileno y polipropileno que requiere una inversión total de 2 200 millones de dólares. La construcción de la planta comenzará en 2017 y entrará en operaciones en 2021. El complejo generará más de 4.000 empleos y el desarrollo industrial del proyecto creará al menos otras 10.000 fuentes de empleo.

El Gobierno de Bolivia ha impulsado un ambicioso proceso de masificación del gas. En 2005 había 25.000 hogares conectados y para 2015 más de 550.000 conexiones (22 veces más), con una inversión de 800 millones de dólares. Ahora 2.5 millones de hogares tienen acceso al servicio (5 personas por hogar).

Cuadro 4

Bolivia: Industrialización de los recursos naturales y acceso universal de los hogares a la energía (en millones de dólares)					
Nombre del proyecto	Actividad	Capacidad	Inversión	Propietario	Fecha de inicio
Gran Chaco	Separación de líquidos	3.140 toneladas de etano por día y 2 240 toneladas de GLP por día.	609	YPFB	Marzo de 2015
Bulo Bulo	Planta de amoníaco y urea	750.000 toneladas de urea por año y 400.000 toneladas de amoníaco por año	862	YPFB	Noviembre de 2016
Río Grande	Planta de GNL	12, 8 millones de pies cúbicos por día que han de ser transportados por camiones cisterna.	205	YPFB	Febrero de 2016
Proyecto de masificación de GNL	Construcción de red de gasoductos Para el acceso a la energía de 140.000 hogares	3.680 km de redes secundarias de gasoductos Y 2.281 km de redes primarias de gasoducto	240	YPFB	Terminado
Masificación de gas natural	Acceso universal de los hogares a la energía	550 000 conexiones desde 2006 que suministran acceso de un 25 % de la población a la energía	800	YPFB	Terminada y en curso
Industria petroquímica	Plantas de propileno y polipropileno	250 000 toneladas métricas por año de prolipopileno	1800	YPFB	Fecha prevista para el comienzo de la construcción 2017

Fuente: YPFB

III. ECUADOR -LA NUEVA CONSTITUCIÓN Y LA RENEGOCIACIÓN DE LOS CONTRATOS DE HIDROCARBUROS

Antecedentes

Hasta la década de 1970, el Ecuador dependía de las exportaciones de productos agrícolas, principalmente de banano, café y cacao. Esta situación cambió a comienzos de la década de 1970 con el descubrimiento de importantes yacimientos de petróleo en la selva amazónica por parte del consorcio petrolero Texaco-Gulf Consortium. En 1972 se construyó el primer oleoducto de 500 km de longitud desde la selva amazónica hasta la costa, con el objetivo de llevar petróleo a los centros urbanos y de exportar el petróleo.

Entre 1980 y 2006 el valor añadido relacionado con el petróleo representaba en promedio un 12,8 % del PIB total. La importancia del petróleo también se ve reflejada en las estadísticas comerciales, ya que las exportaciones de petróleo representaron en promedio un 48,1 % de las exportaciones totales entre 1980 y 2006. Por último, el petróleo fue un elemento fundamental para las cuentas fiscales: entre 1980 y 2006 los ingresos provenientes del petróleo representaron un 36,5 % de los ingresos del Gobierno central, aunque han disminuido a un 29,5 % en los últimos años.

En la década de 1990 el Ecuador cambió su legislación en materia de hidrocarburos con el fin de promover la participación del sector privado con lo que se crearon oportunidades de asociación entre Petroecuador y las empresas privadas. En 1993 fue promulgada la Ley de Hidrocarburos número 44. Dicha Ley instituyó la modalidad de contratos de producción compartida, según la cual los contratistas tienen derecho a recibir pagos por el petróleo, según un porcentaje predeterminado⁸.

Al amparo de los contratos de producción compartida la producción privada aumentó hasta 2005. Durante el período de 1994 a 2004 las inversiones de las empresas privadas eran en promedio ocho veces mayores que las inversiones de Petroecuador. Además, la construcción del nuevo oleoducto de crudos pesados (OCP) en 2003 realizada exclusivamente por empresas privadas, les permitió a estas empresas aumentar su producción de 77,9 millones de barriles en 2003 a 129,3 millones de barriles en 2004.

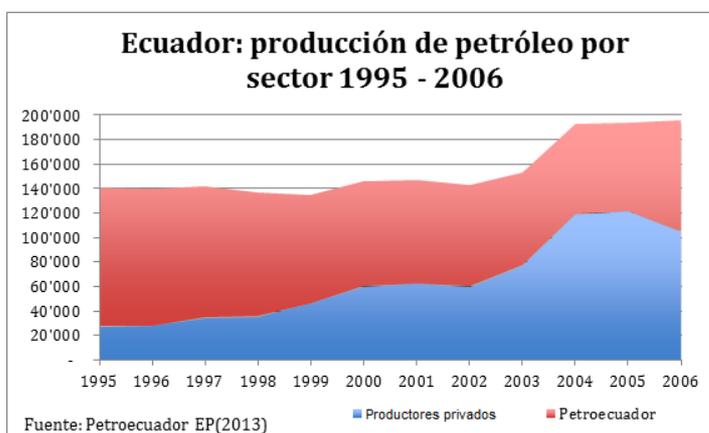
Entretanto, la producción de la empresa petrolera nacional, Petroecuador, disminuyó de forma constante entre 1994 y 2006 con una tasa media de disminución de un 4,5 %. Asimismo, sus inversiones en la exploración y la producción de petróleo disminuyeron de un promedio de 150 millones de dólares por año en la primera mitad de la década de los noventa a un promedio de menos de 90 millones de dólares de 2000 a 2004.

⁸ Hasta el último trimestre de 2010, muchas empresas extranjeras tenían este tipo de contratos con Petroecuador.

Esta disminución de las inversiones en Petroecuador fue consecuencia de las políticas gubernamentales dirigidas explícitamente a minimizar el papel de la empresa petrolera estatal, a raíz de las políticas neoliberales adoptadas en los años noventa y los primeros años del siglo XXI. Habida cuenta de que Petroecuador debía entregar sus ingresos procedentes del petróleo al Gobierno central, tampoco tenía la autonomía para administrar dichos ingresos. El Ministerio de Finanzas reembolsaba entonces los costos operativos y financieros de Petroecuador y aprobaba su presupuesto de inversiones, casi siempre por debajo del monto pedido por Petroecuador.

Debido a estos cambios en la legislación, la producción total de petróleo crudo del Ecuador aumentó un 43 % entre 1996 y 2006, gracias en gran parte a la inversión extranjera, pero la proporción de la participación de Petroecuador en la producción nacional de petróleo crudo disminuyó de un 78 % a un 37 % durante el mismo período (véase Gráfico 1).

Gráfico 1:



Pese al aumento del crecimiento económico relacionado con el petróleo, el Ecuador fue la democracia más inestable de América Latina en la década de 1990 y el comienzo del siglo XXI: las protestas callejeras tuvieron mucho que ver en el derrocamiento de tres presidentes. En abril de 2005 las protestas populares derrocaron al presidente Lucio Gutiérrez, quien en un principio llegó al poder con el apoyo de las organizaciones indígenas y civiles.

El cambio en la percepción gubernamental en 2005

De 2005 en adelante, en el contexto del aumento de los precios del petróleo, el nuevo Gobierno llegó a la conclusión de que para el Gobierno los contratos de producción compartida suscritos con la Ley número 44 eran desfavorables: el porcentaje en la producción de petróleo era de un 81,5 % para las empresas privadas y de 18,5 % para el

Estado cuando la producción superaba los 600 000 barriles diarios⁹. Petroecuador pagaba regalías del 18, 5 % de la participación del Estado. Según las estadísticas ecuatorianas, entre un 80 % y un 85 % de la renta generada por los contratos de producción compartida (una vez deducidos los costos de producción) fue a parar a las empresas privadas.

De conformidad con los contratos de producción compartida (Ley 44 de 1993) la participación laboral era de un 15 % de los costos de operación, el impuesto sobre las utilidades de un 25 % y el impuesto total consolidado de un 36, 25 %.

Cuadro 1

Ecuador, 2003: cuota de participación en la producción del Estado frente a las empresas petroleras (%)		
Contratista:	Empresa	Estado
Perenco	79.89	20.11
Repsol	80.3	19.7
Oxy	84.88	15.12
AEC (City)	72.14	27.86
CNPC	72.72	27.28
Ecuador TLC	67.11	32.89
Vintage	87.07	12.93
Promedio	79.72	20.28

Fuente: Arauz 2004.

El nuevo Gobierno también comprendió que la mayor parte de los beneficios extraordinarios iba a parar a las empresas privadas porque la mayoría de los contratos de producción compartida firmados antes de 1999 no contenían cláusulas para reajustar las proporciones de participación del Estado si los precios del petróleo aumentan considerablemente. En 2005 los precios del petróleo registraron récords mundiales, pero los contratos de producción compartida generaban muy pocos beneficios para el Estado del diferencial de precios, lo que iba en detrimento de los intereses del Ecuador¹⁰.

Al mismo tiempo, varios conflictos jurídicos y sociales generaron tensiones entre el Estado y las empresas privadas. En ese contexto Petroecuador, el Gobierno ecuatoriano y las empresas privadas emprendieron la renegociación de los contratos de producción compartida bajo el marco jurídico vigente, que estipulaba que los contratos solo podían renegociarse por mutuo acuerdo.

Los dos principales conflictos eran, a saber:

- En abril de 2006, tras un proceso de dos años, el Ministerio de Energía declaró la caducidad del contrato de Occidental (Oxy) en el Bloque 15, el campo petrolero más grande del Ecuador. El Gobierno ecuatoriano consideraba que la venta en el año 2000 del 40 % de la participación de Oxy en el Bloque 15 a City Investing sin haber

⁹ Cuando la producción de petróleo era menor a los 30 000 barriles diarios, la participación del Estado no podía ser menor de un 12, 5 %. Cuando la producción de petróleo era menor a los 30 000 barriles diarios, la participación del Estado no podía ser menor de un 14 %. (Campodonico, 1998, pág. 94).

¹⁰ Véase Cueva y Ortiz (2013), pág 3.

notificado previamente a Petroecuador constituía una violación del contrato y de la Ley de Hidrocarburos. Tras la adquisición por parte de Petroecuador de la producción en el Bloque 15 A, el porcentaje del volumen nacional de producción aumentó a un 46 % en 2006. Oxy consideraba que esta decisión debilitaba las condiciones jurídicas que sustentaban su operación en el país e interpuso una demanda ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (CIADI) del Banco Mundial.

- En mayo de 2006 la Ley 42 aumentó el impuesto sobre los beneficios extraordinarios del petróleo y la tasa pasó a ser de un 50 % del diferencial entre el precio obtenido y el precio fijado por contrato (ajustado por inflación). El excedente de ingresos proveniente de los precios extraordinariamente elevados debía pagarse a Petroecuador. Las empresas reclamaron y City Investing (propietaria de la filial City Oriente) interpuso la queja ante el CIADI en diciembre de 2006.

En enero de 2007 el recientemente elegido presidente Rafael Correa del movimiento Alianza PAÍS tomó posesión de su cargo con un alto nivel de aprobación. Quedaba así de manifiesto tanto la confianza del pueblo en la capacidad de su administración de transformar las instituciones ecuatorianas como de responder a las reivindicaciones de la sociedad civil. Reinaba el optimismo en que el nuevo Gobierno podría actuar frente a la incapacidad, la corrupción y el comportamiento anticonstitucional de los gobernantes anteriores y en particular, del Congreso, que generaban una gran frustración en la población. El presidente Correa prometió la elección de una Asamblea Constituyente a fin de emprender un cambio radical, profundo y rápido.

Tras la celebración de un referendo en abril, tuvo lugar en septiembre de 2007 la elección de una [Asamblea Constituyente](#) . La [Alianza PAÍS](#) del presidente Rafael Correa logró una victoria abrumadora y obtuvo 74 de los 130 escaños, lo que le dio a su partido el poder para hacer las reformas constitucionales sustanciales que el presidente pedía. En noviembre de 2007 el Ecuador volvió a formar parte de la OPEP después de 15 años.

La Asamblea Constitucional inició sesiones en noviembre de 2007. En julio de 2008 aprobó un proyecto constitucional con 494 artículos que fue sometido a un referéndum en septiembre de 2008 y obtuvo un margen de victoria de 63,9% a 28,1%.

Políticas sobre hidrocarburos durante el Gobierno de Rafael Correa

Durante el primer Gobierno del presidente Correa se continuaron y reforzaron las políticas de Gobiernos anteriores en el sector de los hidrocarburos. El Gobierno declaró públicamente que todos los contratos de producción compartida debían revisarse. La propuesta era instaurar contratos de servicios o contratos de servicios específicos en virtud de los cuales el Estado le paga al operador una cantidad acordada por cada barril de petróleo producido. Las empresas petroleras internacionales no acogieron favorablemente la propuesta y algunas amenazaron con retirar sus inversiones si la propuesta llegaba a materializarse.

En octubre de 2007 el presidente Correa promulgó el Decreto Ejecutivo 662 que

estipulaba el aumento del impuesto sobre los beneficios extraordinarios del petróleo a un 99 % (un aumento de 49 puntos porcentuales de la tasa del 50 % establecida por la Ley 42). En diciembre de 2007 este impuesto se redujo a un 70 % de conformidad con la Ley Reformativa para la Equidad Tributaria en Ecuador aprobada por la Asamblea Constituyente.

En consecuencia, muchas otras empresas petroleras extranjeras como Repsol, Murphy, Burlington, City Oriente y Perenco interpusieron litigios ante el CIADI en 2008 (véase Anexo 1).

Mientras continuaban las discusiones entre Petroecuador y las empresas privadas, las partes firmaron contratos de participación temporales para el período de 2008 al 2009, que en la práctica duraron hasta 2010.

La nueva Constitución del Ecuador

La Constitución de Ecuador de 2008 confirió poder al Estado para planificar el desarrollo del país y recuperar su función primordial en la economía del país. En 2008 la nueva Constitución, conocida como la Constitución de Montecristi, redefinió el papel del Estado en la explotación de los recursos naturales no renovables. Los Artículos 313 a 318 de la Constitución hacen referencia a los sectores, servicios y empresas públicas estratégicos. De este modo el Estado adquirió una mayor presencia en sectores estratégicos y recuperó las empresas públicas existentes así como la gestión soberana de los recursos no renovables como el petróleo y la minería, a la vez que recuperó la inversión pública y social.

Los Artículos 313 a 318 de la Constitución definen las disposiciones relativas a los sectores, servicios y empresas públicas estratégicos. En dichos artículos se dispone lo siguiente:

- El derecho del Estado a administrar, gestionar, regular y controlar los sectores estratégicos: la energía, las telecomunicaciones, el transporte, la biodiversidad, el espectro radioeléctrico, el agua y los recursos no renovables, entre otros (Art. 313).
- La responsabilidad del Estado en la provisión de los servicios públicos de agua potable y de riego, saneamiento, energía eléctrica, telecomunicaciones, vialidad, infraestructuras portuarias y aeroportuarias, entre otros. La obligación del Estado de garantizar que los servicios públicos y su provisión respondan a los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad (Art. 314).
- La constitución por parte del Estado de empresas públicas para la gestión de sectores estratégicos (Art. 315.).
- El derecho del Estado a delegar la participación en los sectores estratégicos y servicios públicos a empresas mixtas en las cuales tenga mayoría accionaria (Art. 316).

- La definición de los recursos naturales no renovables como patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado que en su gestión, priorizará la responsabilidad intergeneracional, la conservación de la naturaleza y la minimización de los impactos negativos de carácter ambiental, cultural, social y económico (Art. 317).

En 2010 y 2011 el Gobierno promulgó varios Decretos Ejecutivos a fin de reforzar la presencia del Estado en el sector de los hidrocarburos, como se dispone en la Constitución. Ahora coexisten dos empresas estatales. Las actividades de exploración y producción (*upstream*) están a cargo de Petroamazonas, mientras que las actividades de refinación (*midstream*), transporte y comercialización (*downstream*) están a cargo de Petroecuador.

A diferencia del régimen anterior, la nueva legislación entrañó cambios importantes en la gestión presupuestaria y financiera para darle mayor autonomía a ambas empresas. En adelante, Petroecuador y Petroamazonas debían recibir recursos financieros en función de sus necesidades en materia de gestión e inversión.

La Ley reformatoria a la Ley de hidrocarburos de 2010

La nueva Constitución facultó al Gobierno para promulgar una nueva ley para ajustarse al nuevo marco que se había instaurado. Tras dos años de complejas negociaciones, en julio de 2010 se promulgó una nueva Ley de hidrocarburos que reformaba la Ley de Hidrocarburos y la Ley de Régimen Tributario Interno. Las reformas se centraban en cuatro aspectos: cambios en el sector institucional, el modelo contractual, en cuestiones medioambientales y en los importes fiscales. Las principales reformas eran: la implantación de un tipo de contrato llamado contrato de servicios y b) de un nuevo sistema tributario. Cabe destacar ciertos detalles:

- Los contratos de producción compartida, en virtud de los cuales la empresa poseía un porcentaje de la producción de petróleo, pasaron a ser contratos de servicios, en virtud de los cuales el Estado posee el 100 % del petróleo producido y les paga a las empresas petroleras una tarifa acordada. Con los contratos de servicios de 2010 el Estado posee un 100 % del petróleo producido. Se paga al contratista una tarifa por sus servicios. En cada contrato se negocia la tarifa que deberá pagarse al contratista (véase el siguiente capítulo).
- De conformidad con los nuevos contratos de servicios, el Estado reserva un 25 % de los ingresos brutos como «margen de soberanía». El valor restante cubre los costos de transporte y comercialización del Estado. La tarifa por los servicios se paga una vez deducidos estos costos.
- La modificación de la Ley de Régimen Tributario Interno dispone ahora el pago de una tarifa única del 25 % del impuesto a la renta (en lugar del 44,4 % actual de impuesto a la renta). Las empresas petroleras con contratos de servicios no se beneficiaron de la reducción de la tasa del impuesto a la renta a raíz de la reinversión de utilidades.
- Las estadísticas del Ecuador indican que entre un 80 % y un 85 % de la renta

generada por los contratos de servicios (tras la deducción del pago de las tarifas) va a parar al Estado.

- Un contrato de servicios no da derecho de propiedad sobre el petróleo del suelo. En virtud de estos contratos la empresa petrolera tampoco adquiere realmente propiedad ni «título» sobre el petróleo producido, simplemente recibe el pago de una tarifa por sus servicios de extracción del petróleo del Gobierno.
- Las empresas petroleras tenían 120 días para renegociar sus contratos. Dicho período fue extendido a 180 días para las empresas que operaban campos marginales. Si no se llegaba a un acuerdo, el Gobierno terminaría los contratos y fijaría los valores de liquidación.
- La Ley también modificaba la definición de la política petrolera y concebía una nueva función para Petroecuador.

Recuadro 1

Por qué los Gobiernos prefieren los contratos de servicios a los contratos de producción compartida

Un factor determinante para que numerosos países tiendan a pasar a los contratos de servicios es su interés en mantener la soberanía sobre sus recursos naturales. En el marco de un contrato de servicios los países mantienen la propiedad sobre el campo petrolero y en muchos casos mantienen también los derechos de propiedad sobre el petróleo producido y no tienen que asignarlos a la empresa extranjera. A los países les interesa suscribir contratos de servicios porque estos contratos les permiten reducir el control de las empresas petroleras extranjeras sobre los campos y el petróleo producido y a la vez aprovechar los conocimientos técnicos de estas empresas.

Los contratos de producción compartida plantean problemas de soberanía, en parte porque les dan a las petroleras internacionales poder de decisión en materia de desarrollo, exploración y operación. En virtud de estos contratos los países comparten con la empresa extranjera los derechos de propiedad del petróleo crudo producido.

Cuando los países renuncian a su soberanía sobre los recursos naturales se reducen las posibilidades de que el Gobierno anfitrión supervise adecuadamente las operaciones de la empresa petrolera internacional, en gran parte debido a las numerosas funciones reglamentarias, operativas y de supervisión que las petroleras estatales deben desempeñar al mismo tiempo en estos países.

Otras fuentes de preocupación que plantean los contratos de producción compartida en relación con la soberanía son el régimen tributario o algunas deficiencias institucionales que podrían impedir que los Gobiernos recauden eficazmente la renta de las empresas petroleras internacionales. En consecuencia, aunque algunos países productores de petróleo se han interesado en los contratos de servicios para reformar el régimen tributario a fin de mitigar algunas de las preocupaciones con respecto a la soberanía que plantea la producción compartida, la falta de voluntad política y de apoyo público debido en parte a los problemas institucionales, han dificultado considerablemente la aplicación de los contratos de producción compartida.

Fuente: Oil and Gas Service Contracts Around the World, Abbas y Lin (2014).

La negociación de los contratos de servicios en 2010

Es importante tener en cuenta que en 2008 y 2009, antes de que comenzaran las negociaciones de los contratos de servicios, dos petroleras terminaron sus operaciones y sus campos pasaron a manos de Petroecuador. Estas empresas eran Perenco (Francia, Bloque 21, Yuralpa) con un producción de 8 millones de barriles por año y City Oriente (Estados Unidos, Bloque 27) con una producción de 1 millón de barriles por año.

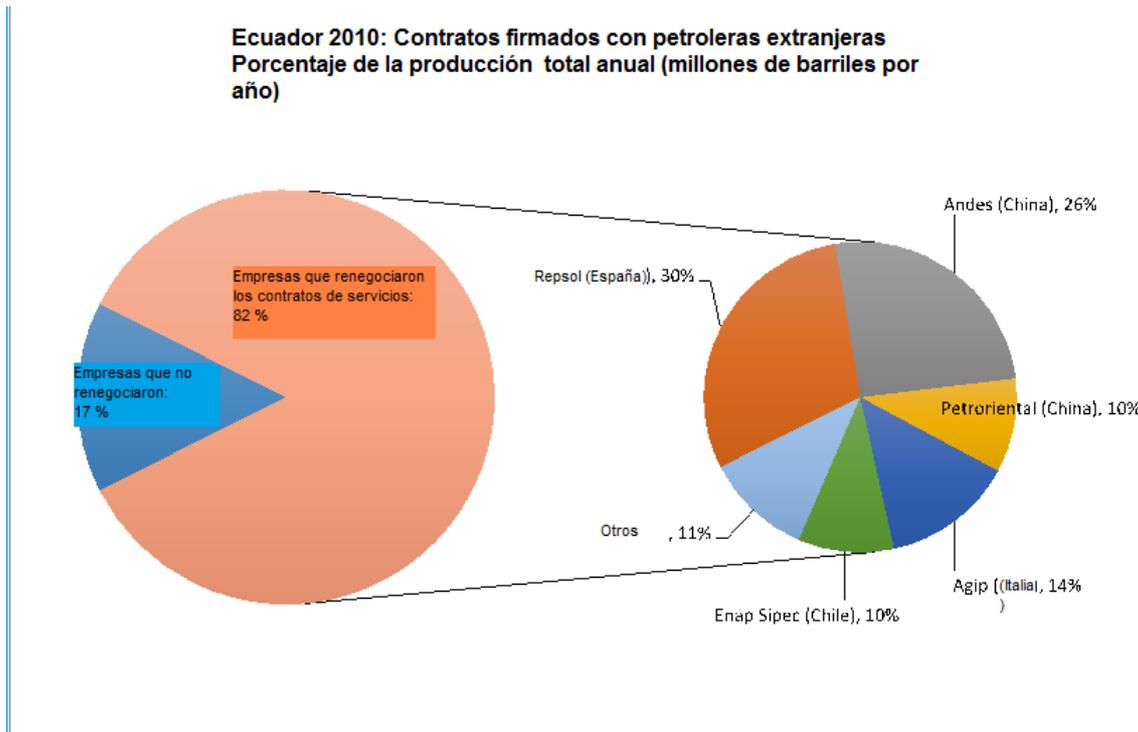
En el caso de City Oriente, la empresa interpuso una queja ante el CIADI en 2008. Sin embargo, aceptó una terminación mutua del contrato de producción compartida en el Bloque 27 en 2009 y recibió una compensación de 68 millones de dólares. En el caso de Perenco, la empresa abandonó el Bloque 21 en 2009 como protesta a la aplicación de la Ley 42 de 2006. Perenco también llevó el caso ante el CIADI, cuyo fallo aún está pendiente.

En 2010 el Ministerio de Hidrocarburos firmó un contrato de servicios con las principales empresas petroleras que operaban en el Ecuador. Entre las empresas que aceptaron las nuevas condiciones de los contratos figuraban empresas que explotaban los bloques más importantes: Repsol (España), Andes (China), Petrooriental (China), ENAP (Chile) y Agip (Italia).

El volumen de producción renegociado representó un 82,6 % de la producción total de petróleo de las empresas privadas (véase Gráfico 2). El 17,4 % restante de las empresas terminó sus contratos y Petroecuador (que después se fusionó con Petroamazonas) se hizo cargo de las instalaciones.

La única empresa importante que no firmó el nuevo contrato de servicios fue Ecuador-TLC (propiedad de Petrobras). Con excepción de Petrobras, las otras empresas con las que no se llegó a un acuerdo operaban en campos marginales (más pequeños) y campos en los que se realizaban actividades de exploración. En cuanto a los campos marginales, en enero de 2011 el Ministerio de Hidrocarburos firmó siete contratos con cinco empresas. Tres empresas decidieron no renegociar los contratos debido a su insatisfacción con las tarifas propuestas.

Gráfico 2:



Fuente: Ministerio de Recursos Naturales no Renovables del Ecuador (2011)
 (Traducción del gráfico por el Centro del Sur).

La tarifa de recuperación de los costos en los contratos de servicios

El modelo de contrato de servicios escogido por el Ecuador es un instrumento que genera obligaciones de la empresa con el Estado para realizar actividades de exploración y explotación petrolera con sus propios recursos financieros, capital de inversión y mediante el uso de los equipos, maquinaria y tecnología necesarios. La empresa asume los riesgos de exploración y explotación. A cambio de su servicio, la empresa recibe una tarifa fija por su producción.

La tarifa corresponde a la cantidad pagada al contratista en dólares por barril de petróleo neto producido y entregado por el contratista. Esta tarifa no fluctúa en función de los precios del petróleo y no se recalcula anualmente sino que se hace un reajuste en función de la inflación en la industria petrolera con base en costos variables (mantenimiento de materiales e insumos).

Hay dos tipos distintos de tarifas: La primera tarifa se aplica a los yacimientos en los que ya se produce (todos los contratos renegociados fueron firmados en noviembre de 2010). La segunda tarifa tiene por objeto promover nuevas inversiones para financiar planes de exploración y la prospección en yacimientos sin explorar.

La tarifa para las empresas que decidieron quedarse en el país fue fijada según los siguientes criterios: Las actividades e inversiones estimadas; los costos y los gastos operativos; los riesgos que asume el Estado. Estos criterios fueron ponderados a fin de obtener una tarifa promedio para cada empresa, que es en total (sin ponderar) de 32,12

dólares por barril (véase Cuadro 2).

Es importante tener en cuenta que estos contratos de servicios prevén salvaguardias para el Estado en caso de que los precios del petróleo caigan por debajo de la tarifa por barril acordada. La «cláusula de acumulación» dispone que si el precio del petróleo cae por debajo de la tarifa, el monto adeudado se acumulará al siguiente año fiscal sin intereses. En caso de terminación del contrato, la obligación del pago del monto debido al contratista prescribirá y el pago no se realizará¹¹.

Cuadro 2/

TARIFAS, INVERSIONES Y PROMEDIO DIARIO DE PRODUCCIÓN SEGÚN LOS NUEVOS CONTRATOS			
EMPRESA, BLOQUE/CAMPO	TARIFA (USD/BARRIL)	INVERSIONES TOTALES (MILLONES DE USD)	PROMEDIO DIARIO DE PRODUCCIÓN (BARRILES) 2011
ANDES PETROLEUM, Tarapoa.	35	425	35,945
PETROORIENTAL, Bloque 14	41	187	12,763
PETROORIENTAL, Bloque 17	41	112	
AGIP Bloque 10	25	119	16,548
REPSOL, Bloque 16	36	291	47,663
REPSOL, Tivacuno	27.3	23	
ENAP*, MDC	16.72	59	12,710
ENAP*, PBH	20.77	12	
PETROBELL, Tingüino	29.6	15	4,081
PETROBELL, Ancón	58	14	0
CONSORCIO PEGASO, Puma	21.1	21	1,192
PETROSUD, Palanda	31.9	45	7,356
PETROSUD, Pindo	28.5	46	
TECPECUADOR, Bermejo	24	16	4,077
TOTAL	32.12	1385	-

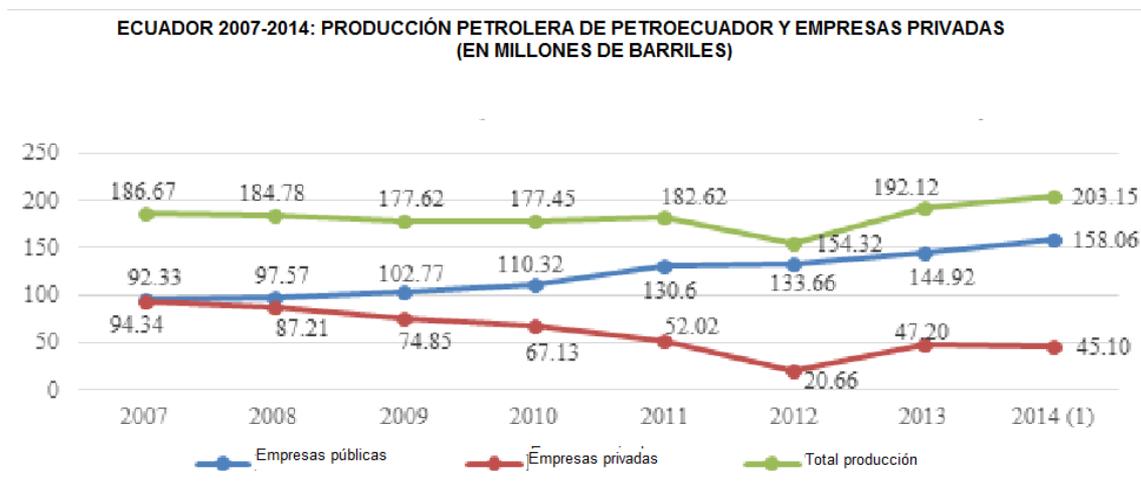
FUENTE: Ministerio de Recursos Naturales no Renovables del Ecuador (2011) :

Producción de petróleo en el Ecuador después de la renegociación

De 2007 hasta ahora, la distribución de la producción de petróleo entre EP Petroamazonas (en sustitución de Petroecuador) y las empresas petroleras privadas ha cambiado radicalmente. En 2007, la producción fue de 186 millones de barriles por año y Petroecuador y las empresas privadas tenían una participación de un 50 % cada una. De 2007 a 2014 la producción aumentó un 10 % a 203 millones de barriles y EP Petroamazonas (en sustitución de Petroecuador) pasó a tener una participación del 78 % de la producción total y las empresas privadas el 22 % restante.

¹¹ Véase Grupo Faro (2012), pág. 13.

Gráfico 3:



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos del Ecuador (2015).

El aumento de la producción de EP Petroamazonas tiene en cuenta su adquisición del Bloque 16 (antes de Occidental Petroleum) así como los bloques explotados hasta 2008 y 2009 por Perenco y Oriente.

Renta e inversiones petroleras en el Ecuador desde 2007

La participación del Gobierno en la industria petrolera aumentó considerablemente en el Ecuador tras la promulgación de la Ley 42 de 2006 y el proceso de renegociación. En proporción de los ingresos del sector económico pasó de un 44,9 % entre 2000 y 2003 a un 60,3 % entre 2010 y 2013 (véase capítulo 1, Cuadro 2). Asimismo, según la UNCTAD, la participación del Gobierno en las rentas de los sectores extractivos aumentó de un 71,8 % en 2004 a un 93,5 % en 2012^{12 13}.

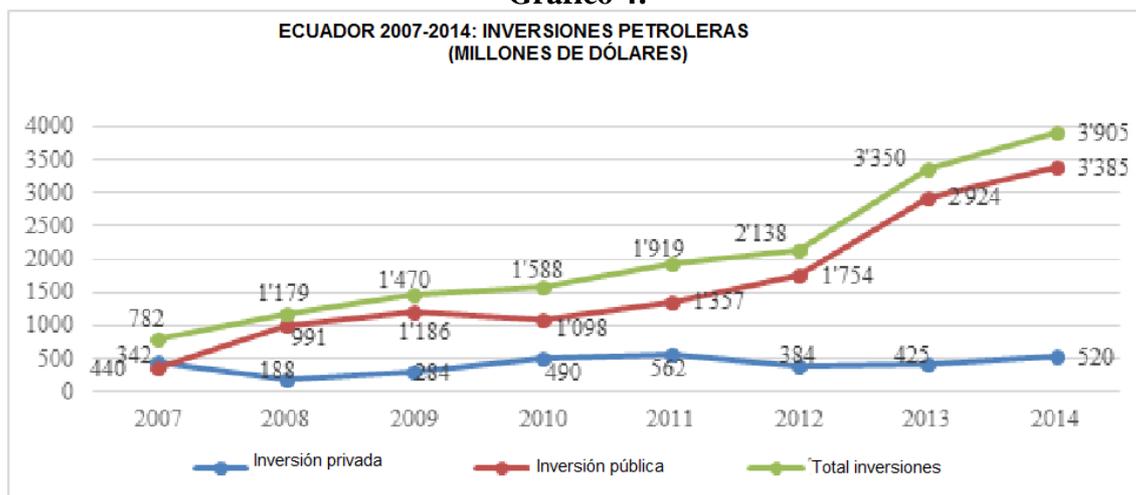
Las inversiones petrolíferas en el Ecuador aumentaron considerablemente después de 2010 cuando se firmaron los contratos de servicios. El principal inversionista ha sido Petroamazonas (antes, Petroecuador), que pasó de 440 millones en 2007 a 3 380 millones en 2014, lo que representa un aumento de un 668 % en ese período. Gran parte de estas inversiones se destinaron a actividades de exploración.

¹² UNCTAD (2014): «Estas estimaciones muestran, como se preveía, una amplia variación de la participación del Estado en las rentas. La principal razón que explica estas diferencias es el grado de propiedad del recurso natural por parte del Estado. En aquellos países en los que el Estado participa en la producción por medio de empresas estatales, como Sonangol en Angola, PDVSA en la República Bolivariana de Venezuela, Petroecuador en el Ecuador en el caso del petróleo, y CODELCO en Chile en el del cobre, esta participación es relativamente alta» (pág. 207).

¹³ Todos estos cálculos fueron hechos antes del acuerdo alcanzado entre Occidental Petroleum y el Ecuador en enero de 2016. El Ecuador pagará 980 millones de dólares a Occidental Petroleum (véase anexo 1).

Las empresas petroleras extranjeras en el Ecuador se comprometieron a invertir 1 304 millones de dólares entre 2011 y 2014. Según estadísticas oficiales del Gobierno ecuatoriano, las inversiones privadas en ese período fueron de 1 765 millones de dólares, es decir, 460 millones más de las inversiones prometidas¹⁴.

Gráfico 4:



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos del Ecuador (2015).

El Gobierno del Ecuador ha destacado la importancia de las inversiones en la exploración de reservas petroleras. Según datos oficiales, las reservas de petróleo en 2013¹⁵ se estimaban en 6.900 millones de barriles, lo que incluye reservas de 920 millones de los campos de Ishpingo, Tiputini y Tambococha (ITT)¹⁶ (según datos de la

¹⁴ El ministro de Hidrocarburos, Pedro Merizalde, afirmó que las empresas privadas invirtieron 460 millones más de lo previsto entre 2011 y 2014 y en 2015 ya habían invertido 82 millones de los 307 millones que tenían previsto desembolsar (<http://www.eluniverso.com/noticias/2015/05/11/nota/4863701/ecuador-descarta-reduccion-inversiones-petroleras-salida-empresas>).

¹⁵ Ministerio de Recursos Naturales no Renovables del Ecuador (2011), hoja 4.

¹⁶ En 2007 el presidente Correa puso en marcha el proyecto Yasuní ITT mediante el cual el Ecuador proponía una suspensión de las actividades de extracción de petróleo en parte del parque nacional de

OPEP y British Petroleum las reservas de petróleo se estiman en 8 100 millones de barriles). De 2012 hasta ahora, Petroamazonas ha firmado varios contratos de servicios específicos con empresas extranjeras a fin de aumentar las inversiones en exploración (véase Cuadro 3).

Cuadro 3

Ecuador: Determinados contratos de servicios específicos firmados con Petroamazonas 2012-2016				
Bloque	Consortio/empresa	Año	Inversión anunciada (millones de dólares)	Tarifa (dólar por barril)
Shushufindi - Aguarico	Consortium Shushufindi	2012	1300	30.62
Libertador - Atacapi	Pardaliservices	2012	380	39.53
Bloque 12	Group 1 Schlumberger, Tecpetrol	2014	701	Non specified
Bloque 56	Group 2 Halliburton	2014	579	Non specified
Bloque 15	Group 3 Sinopec	2014	402	Non specified
Bloque 58	Group 4 Halliburton	2014	240	Non specified
Bloque 01	Group 5 Seratecpet, Montecz	2014	6	Non specified
Bloque 21	Group 6 YPF	2014	192	Non specified
Bloque 28	PAM, ENAP, Belorusneft	2015	395	Non specified
Bloque 61	Schlumberger	2015	4900	26
Bloques 79 y 83	Andes (China)	2016	72	47

Fuente: Petroamazonas y comunicados de prensa

Recuadro 2

El Ecuador en la era de la sociedad de la información

Con una inversión de 1000 millones de dólares para los primeros cuatro años, el Gobierno ecuatoriano está construyendo un nuevo centro para la educación, la innovación y la industria conocido como Yachay, «ciudad del conocimiento». Ha sido descrito como el [proyecto más ambicioso que ha emprendido el Ecuador](#) en más de un siglo. Yachay, *conocimiento* en quechua, tiene por objeto convertirse en el instituto de investigación más importante de América Latina.

Durante mucho tiempo la economía del Ecuador ha dependido considerablemente del petróleo, la minería, la pesca y la agricultura. Consciente de que sus recursos naturales no son renovables, el Gobierno intenta diversificar la economía y promover una cultura de investigación e innovación. Mediante el cambio a una economía basada en los conocimientos, el presidente Correa espera crear un sector manufacturero avanzado que pueda producir y exportar bienes de alta calidad a escala mundial.

El Ecuador quiere entrar en la sociedad mundial del conocimiento y ha escogido el nombre de Yachay para bautizar la «ciudad del conocimiento» que aspira a ser en 35 años como Palo Alto en California (Silicon Valley), o Innopolis surcoreana de Daedeok.

El gerente de la empresa pública Yachay afirmó que hasta el momento han gastado 100 millones de los 1043 millones presupuestados hasta 2017. Han llegado docentes con

Yasuní a cambio del pago de 3 600 millones de dólares de la comunidad internacional. En 2013 la comisión encargada de evaluar el progreso de la iniciativa Yasuní-ITT concluyó que los resultados económicos eran insuficientes, por lo que el presidente Correa puso fin a la iniciativa en agosto de 2013. Esta medida fue objeto de duras críticas por parte del movimiento ecologista.

doctorado provenientes de España, México, Guatemala, Venezuela, Colombia y Chile. De este grupo inicial de docentes, solo dos profesores son ecuatorianos. El Comité de gestión de la Universidad de Yachay está formado por tres profesores del California Institute of Technology (Caltech) y un profesor de la Universidad de Barcelona, quien fungirá como rector. El alquiler de alojamiento dentro del campus cuesta tan solo 36 dólares mensuales. Según José Andrade, profesor de Ingeniería Civil en Caltech y secretario académico de Yachay Tech, actualmente hay 425 estudiantes.

En su discurso inaugural el presidente Correa afirmó: «Aquí estamos superando la economía extractivista». Hizo hincapié en que la tecnología y la innovación son fundamentales para el desarrollo y para el «vivir bien».

Fuente: artículos de prensa.

ANEXO 1- ECUADOR: LITIGIOS CON EMPRESAS EXTRANJERAS EN TRIBUNALES INTERNACIONALES (CORTE PERMANENTE DE ARBITRAJE DE LA HAYA Y EL CIADI)

Las disputas del Ecuador con empresas extranjeras comprenden tres tipos de litigios, cada uno de distinta naturaleza. En primer lugar, el litigio que existe con Chevron-Texaco por daños ambientales en la zona de Lago Agrio. El caso, que comenzó en 1993, se ha llevado ante la Corte Internacional de Justicia de la Haya (Países Bajos) así como ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (CIADI) del Banco Mundial, en Washington, D.C.

En segundo lugar, litigio con Occidental Petroleum (OXY) por violación de las normas contractuales en 2000. El proceso comenzó en 2005.

En tercer lugar, el litigio que existe en relación con el aumento del impuesto sobre los beneficios extraordinarios establecido por la Ley 42 de 2006 y que afecta a varias empresas extranjeras.

Tanto el segundo como el tercero tienen fundamento jurídico en los tratados bilaterales de inversión (TBI) firmados por el Ecuador con diferentes países y existe un proceso en curso ante el CIADI.

1) Disputa con Chevron-Texaco

La concesión de Texaco en la Amazonía ecuatoriana duró 26 años (1964-1990). Cuando Texaco (posteriormente adquirida por Chevron) salió del Ecuador en 2001 ninguna de las partes había presentado una demanda. Las propiedades de Chevron-Texaco pasaron a ser de Petroecuador. El proceso judicial comenzó en 1993 cuando las comunidades indígenas demandaron a Texaco en Nueva York. Después de diez años la Corte de Apelación remitió el caso a la Corte Superior de Nueva Loja, Sucumbíos, en el Ecuador. Las comunidades indígenas esperaban que el juicio tuviera lugar en los Estados Unidos, pero la Corte de Apelación de Nueva York ordenó en 2002 que la cuestión debía tratarse ante la justicia ecuatoriana.

En 2003, las comunidades indígenas de la provincia de Sucumbíos en la Amazonía ecuatoriana (no el Estado) interpusieron una demanda en el Ecuador contra Chevron-Texaco. La queja tenía que ver con el vertimiento de 80.000 toneladas de residuos petrolíferos en la zona de Lago Agrio entre 1964 y 1992¹⁷. En 2011 la Corte de Sucumbíos condenó a Chevron a pagar 9 500 millones de dólares a las comunidades amazónicas por los daños causados en las décadas de 1970 y 1980¹⁸.

Abordaremos este caso, conocido como Chevron III, más adelante después de los casos Chevron I y Chevron II.

Chevron I-Chevron-Texaco contra el Ecuador¹⁹

¹⁷ <http://www.autopista.es/noticias-motor/articulo/mot7411.htm>

¹⁸ <http://www.explored.com.ec/noticias-ecuador/chevron-apela-fallo-de-juez-de-sucumbios-463419.html>

¹⁹ <http://apoya-al-ecuador.com/el-caso-chevron/chevron-contra-el-estado-ecuadoriano/>

En 2004 Chevron-Texaco inició un procedimiento de arbitraje en Nueva York con base en dos cláusulas del Acuerdo de Operación Conjunta (AOC) firmado en 1965 por Texaco-Gulf con Petroecuador: una cláusula arbitral y una cláusula de indemnidad que exigía que las partes no operadoras del AOC (en este caso, Petroecuador) indemnizaran al operador por cualquier sentencia dictada en su contra relacionada con las actividades desarrolladas.

En 2009 un juez de la Corte Federal de Nueva York aceptó la posición del Estado ecuatoriano de que Petroecuador no estaba obligado a someterse al arbitraje incoado por Chevron-Texaco.

El caso está cerrado.

Chevron II (demandas comerciales insatisfechas)

En 2006 Chevron-Texaco inició un procedimiento internacional de arbitraje contra el Gobierno del Ecuador ante la Corte Permanente de Arbitraje de la Haya por 1 600 millones de dólares. Chevron-Texaco afirmó que había siete casos comerciales contra el Ecuador presentados por Texaco ante los tribunales ecuatorianos en la década de 1990 pendientes por resolver y considera que esto constituye un «retraso indebido» en la administración de justicia en virtud del derecho internacional.

Para el Gobierno ecuatoriano, la Corte Permanente no emitió los pronunciamientos necesarios porque Chevron-Texaco no tomó las medidas adecuadas para resolver los casos (no envió los documentos requeridos por los tribunales). El Gobierno ecuatoriano afirma que la intención de Chevron-Texaco era retardar el proceso a fin de que con el tiempo desaparecieran o fueran menos evidentes las pruebas de contaminación.

La demanda de Chevron-Texaco se basa en el Tratado entre la República del Ecuador y los Estados Unidos de América (TBI) sobre Protección y Promoción Recíproca de Inversiones. El TBI se firmó en 1993 y entró en vigor en 1997, cinco años después de que finalizaran las inversiones de Texaco en el país. Según el Ecuador, por esta razón la Corte no puede declararse competente para decidir con base en el TBI, pues este tratado no contiene cláusulas retroactivas.

Estado actual del caso

Pese a los argumentos del Ecuador, la Corte Permanente de la Haya se declaró competente y condenó al Estado ecuatoriano al pago de 96 millones de dólares por violación del artículo II 7) del TBI. La Corte afirmó que el Gobierno no le proporcionó a Chevron-Texaco «los medios efectivos» para resolver sus disputas. La Corte encontró responsable al Ecuador de estas acusaciones, pero rechazó la pretensión inicial de Chevron de ser indemnizada por un monto de 1 600 millones de dólares y en su lugar condenó al Estado ecuatoriano a pagar 77 millones de dólares, más intereses, para un total de 96 millones de dólares.

El Ecuador solicitó la anulación del laudo de la Corte, petición que fue rechazada en septiembre de 2014. Sin embargo, el procurador general, Diego García, afirmó que independientemente de la decisión de la Corte de la Haya, el Ecuador continuaría su

defensa ante la Corte de Apelaciones del Distrito de Columbia, en donde Chevron pretendía ejecutar el laudo del caso argumentando una falta de celeridad de la justicia ecuatoriana en las siete demandas de Texaco²⁰.

En agosto de 2015 la Procuraduría General del Estado ecuatoriano rechazó la decisión de la Corte de Apelaciones del Distrito de Columbia que condenaba al Ecuador al pago de 96 millones de dólares a Chevron. El procurador general analiza las opciones para apelar el fallo y dejarlo sin efecto.

Chevron III (Petroecuador debería pagar por daños medioambientales en Lago Agrio)²¹

En 2009 Chevron presentó una demanda contra el Estado ecuatoriano ante la Corte Permanente de Arbitraje de La Haya alegando que:

- El Ecuador violó el TBI suscrito con los Estados Unidos.
- Chevron-Texaco no es responsable por daños ambientales en la Amazonía. Petroecuador y el Estado ecuatoriano son los responsables por los daños ambientales causados en Lago Agrio en el Ecuador.
- Chevron no es responsable por los daños ambientales al haber sido liberada mediante el Acta de Finiquito de 1998 (Chevron-Texaco nunca fue liberada de su responsabilidad frente a los ciudadanos afectados como lo ha confirmado el laudo parcial de la Corte de 17 de septiembre de 2013).
- Debería haber una compensación moral para Chevron-Texaco.

Estado actual del caso

El Tribunal se declaró competente sobre el TBI pero actualmente analiza si es competente sobre daños ambientales. En septiembre de 2013 el Tribunal dictó un laudo parcial de que un acuerdo firmado en 1995 por el Gobierno del Ecuador eximía a Chevron-Texaco de responsabilidad financiera de cualquier reclamación por «daño colectivo». Sin embargo, el Tribunal dejó abierta la posibilidad de que Chevron pueda ser responsable por daños individuales.

El 7 de enero de 2014 el procurador general del Ecuador presentó una solicitud de anulación del laudo parcial y de los laudos interinos anteriores.

El procurador general pidió a la Corte Permanente de Arbitraje de La Haya suspender el proceso de arbitraje habida cuenta de que tras la emisión de la sentencia de casación por parte de la Corte Nacional de Justicia, han cambiado los términos de la demanda interpuesta por Chevron contra el Ecuador²².

En enero de 2016 la Corte de Distrito de la Haya rechazó el argumento del Ecuador de que el Tribunal no era competente para conocer la reclamación de arbitraje

²⁰ <http://www.telegrafo.com.ec/noticias/informacion-general/item/corte-suprema-del-reino-de-los-paises-bajos-falla-contr-ecuador-en-caso-chevron-ii.html>

²¹ <http://apoya-al-ecuador.com/el-caso-chevron/chevron-contr-el-estado-ecuadoriano/>

²² <http://apoya-al-ecuador.com/el-caso-chevron/chevron-contr-el-estado-ecuadoriano/>

de Chevron contra el fallo. El procurador general del Ecuador ha dicho que su país apelará la decisión de la Corte.

Estado: pendiente

Contrato de participación con Occidental Petroleum (OXY)

Occidental Petroleum alega que el Ecuador violó el TBI con los Estados Unidos al haber declarado el 15 de mayo de 2006 la caducidad del contrato que le permitía extraer 100 000 barriles diarios de petróleo crudo en el Bloque 15 del Amazonas²³.

En 2000 OXY transfirió un 40 % de sus derechos en el Bloque 15 a la empresa canadiense Alberta Energy (Alberta Energy transferiría después su participación a la empresa canadiense EnCana), sin permiso del Ecuador. Para el Gobierno ecuatoriano, la violación de la cláusula pertinente del contrato constituye un motivo para la terminación del contrato. En 2006 Petroecuador, en representación del Gobierno, tomó posesión del Bloque 16.

En 2006 OXY presentó una demanda ante el CIADI invocando la violación del TBI. En octubre de 2012, tras varios años de litigio, el CIADI condenó al Ecuador al pago de 1 769 millones de dólares a OXY. En 2013, el Ecuador presentó un pedido de nulidad de la decisión. Los argumentos fueron presentados en abril de 2014²⁴.

En enero de 2016 el Gobierno ecuatoriano y OXY llegaron a un acuerdo sobre el pago a OXY por parte del Ecuador en virtud del laudo arbitral del CIADI de noviembre de 2015. El monto acordado fue de 980 millones de dólares.

3) Disputas en el CIADI relativas a la Ley 42 de 2006

La Ley 42 de 2006 Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos, fue promulgada en abril de 2006 bajo la Administración del presidente Rodrigo Palacio. La Ley 42 estipulaba el aumento del impuesto sobre los beneficios extraordinarios del petróleo a un 50 % del diferencial entre el precio obtenido y el precio fijado por contrato (ajustado por inflación). El excedente de ingresos proveniente de los precios extraordinariamente elevados debía pagarse a Petroecuador.

En octubre de 2007 el presidente Correa promulgó el Decreto Ejecutivo 662 que estipulaba el aumento del impuesto sobre los beneficios extraordinarios del petróleo a un 99 % (un aumento de 49 puntos porcentuales de la tasa del 50 % establecida por la Ley 42). En diciembre de 2007 dicho impuesto se redujo a un 70 % de conformidad con la Ley Reformatoria para la Equidad Tributaria en Ecuador aprobada por la Asamblea Constituyente.²⁵

²³ <http://www.eluniverso.com/2012/10/05/1/1356/cronologia-caso-oxy-tema-caducidad-contrato.html>

²⁴ <http://expreso.ec/expreso/plantillas/nota.aspx?idart=2326641&idcat=19408&tipo=2>

²⁵ Registro Oficial 242 de 29 de diciembre de 2007.

En general, la Ley 42 de 2006 se consideraba un medio para garantizar una distribución más justa de la riqueza proveniente del petróleo y a la vez servía de plataforma para promover la renegociación de los contratos de participación en contratos de prestación de servicios.

La Ley 42 no fue bien recibida por las empresas petroleras que habían firmado contratos de producción compartida. Algunas empresas como Repsol YPF, Perenco y City Oriente demandaron al Estado del Ecuador ante el CIADI por supuestos daños ocasionados por los cambios de las reglas de sus contratos.

Bloque 16 Repsol (operador), Overseas, Murphy and CRS

- 1 Repsol** Agosto de 2008. Asociada en el Bloque 16. Repsol, Overseas, Murphy y CRS.

Repsol no aceptó la Ley 42 de 2006 y presentó una demanda arbitral ante el CIADI.

Sin embargo, Repsol aceptó posteriormente la modificación de los contratos y el período de operación del Bloque 16 (principal yacimiento petrolero del Ecuador) fue ampliado hasta el 31 de diciembre de 2018, a condición de firmar un nuevo contrato de servicios. El contrato fue firmado en noviembre de 2010. En enero de 2011 se firmó otro contrato relativo al yacimiento Tivacuno.

Con la firma de estos dos contratos las partes pusieron fin a sus diferencias.

- 2 Murphy** Agosto de 2008. Asociada en el Bloque 16. Repsol, Overseas, Murphy y CRS.

Murphy fue otra de las empresas que demandó al Estado ecuatoriano ante el CIADI por la aplicación de la Ley 42 de 2006. La empresa estadounidense reclamaba el pago de 185 millones de dólares de indemnización por la aplicación de la legislación interna. Por su parte, el Gobierno ecuatoriano aducía que la ley está en conformidad con la legislación nacional y no afecta el capítulo de inversiones. En agosto de 2011 el Tribunal del CIADI se declaró incompetente para tratar la demanda de Murphy y en consecuencia, Murphy tuvo que retirar su demanda.

Finalmente, Murphy llegó a un acuerdo con Repsol que compró las acciones de Murphy en 2009.

B) Bloque 27 - City Oriente Limited (operadora)

- 3 CITY**. Diciembre de 2006. **Bloque 27**

CITY demandó al Ecuador ante el CIADI por la aplicación de la Ley 42 de 2006. CITY y el Gobierno del Ecuador llegaron a un acuerdo y CITY desistió

de la demanda. Tras un acuerdo de terminación mutua del contrato de participación el monto de la liquidación se redujo de 400 millones de dólares a 58,9 millones.

City Oriente retiró su solicitud de arbitraje contra el Ecuador en octubre de 2006.

C) Bloques 7 y 21. Perenco (operadora) y Burlington

4 Perenco Junio de 2008. Operadora. Bloques 7 y 21.

Perenco demandó al Ecuador ante el CIADI por la aplicación de la Ley 42 de 2006. El CIADI admitió el reclamo por expropiación de Perenco Ecuador tras la expiración de los bloques 7 y 21, que operaron hasta 2009. En julio de 2014 el Tribunal Arbitral falló a favor de la empresa, por lo que el Ecuador deberá pagar a Perenco 440 millones de dólares más intereses y costas judiciales²⁶.

En respuesta, el Ecuador contrademandó a Perenco por daños ambientales en los bloques 7 y 21 en el marco del mismo arbitraje. Sigue pendiente el fallo a la espera de la emisión de la decisión sobre la responsabilidad del Ecuador.

En noviembre de 2015 el Tribunal del CIADI emitió una decisión provisional en la que se invita a las partes a dirimir los asuntos relativos a la controversia. El Tribunal del CIADI criticó el testimonio de los expertos de ambas partes y recomendó que las partes recurran a un experto nombrado por el Tribunal. El Tribunal se negó a decidir inmediatamente sobre los asuntos planteados en la contrademanda, pero expresó su intención de hacerlo en el futuro al emitir su decisión final.

El fallo aún está pendiente.

5 Burlington. Junio de 2008. Asociada en los bloques 7 y 21.

Burlington demandó al Ecuador ante el CIADI por la aplicación de la Ley 42 de 2006. En diciembre de 2012 el CIADI determinó que el Ecuador expropió los bienes de Burlington en los bloques 7 y 21. Petroecuador asumió la operación del yacimiento en julio de 2009. Burlington aduce que el Ecuador debe indemnizar a la empresa con un monto que aún está por determinarse²⁷. En diciembre de 2013 el Gobierno impugnó la decisión del árbitro.

El fallo aún está pendiente.

²⁶ <http://www.elcomercio.com/actualidad/ciadi-perenco-arbitraje-ecuador-ganancias.html>

²⁷ <http://www.elcomercio.com/actualidad/negocios/tribunal-del-ciadi-fallo-ecuador.html>

Conclusiones

El Ecuador enfrenta demandas internacionales ante el CIADI, presentadas en su mayoría por petroleras extranjeras como Perenco (Francia) y Burlington y OXY (Estados Unidos), por supuesto incumplimiento de contrato²⁸. El Ecuador aún tiene procesos pendientes pese a haber denunciado y dado por terminado el convenio con el CIADI. De los 13 procesos que el Ecuador tiene en el CIADI, solo dos corresponden al sector petrolero y están pendientes, a saber: Perenco y Burlington.

Número del caso	Demandante	Demandado	Estado:
ARB/08/10	Repsol YPF Ecuador, S.A. y otros	República del Ecuador y Empresa Estatal Petróleos del Ecuador (PetroEcuador)	Finalizado
ARB/08/6	Perenco Ecuador Limited	República del Ecuador	Pendiente
ARB/08/5	Burlington Resources, Inc.	República del Ecuador	Pendiente
ARB/08/4	Murphy Exploration y Production Company International	República del Ecuador	Finalizado
ARB/06/21	City Oriente Limited	República del Ecuador y Empresa Estatal Petróleos del Ecuador (PetroEcuador)	Finalizado
ARB/06/11	Occidental Petroleum Corporation y Occidental Exploration and Production Company	República del Ecuador	Finalizado
ARB/01/10	Repsol YPF Ecuador S.A.	Empresa Estatal Petróleos del Ecuador (PetroEcuador)	Finalizado

En julio de 2009 el presidente del Ecuador, Rafael Correa, firmó un decreto en el que denuncia y por lo tanto, «declara terminado» el convenio con el CIADI del Grupo del Banco Mundial. Entre los argumentos expuestos por el Gobierno para terminar el convenio con el CIADI está el conflicto con la nueva Constitución del país, aprobada por plebiscito popular en 2008.

El artículo 422 de la nueva Constitución declara inconstitucional que la nación andina se someta a arbitraje, a menos que se trate de la reclamación de un ciudadano latinoamericano o se lleve a cabo en un foro latinoamericano. Aun así, el Ecuador debe seguir con los casos presentados antes de 2009.

²⁸ <http://www.ictsd.org/bridges-news/puentes/news/ecuador-finiquita-convenio-con-el-ciadi>

ANEXO 2: INFORME DEL FMI SOBRE BOLIVIA

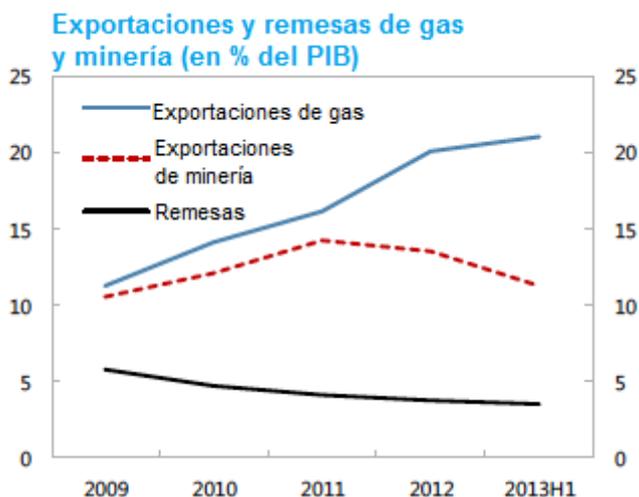
El informe del personal técnico sobre las consultas Artículo IV con Bolivia de febrero de 2014 del Directorio Ejecutivo del FMI reconoce el buen desempeño económico de este país.

Según el FMI, el buen desempeño macroeconómico y la aplicación de políticas sociales activas desde mediados de la primera década de 2000 contribuyeron a que Bolivia prácticamente triplicara el ingreso per cápita y redujera la pobreza extrema. La adopción de políticas fiscales prudentes favoreció el ahorro de una parte considerable de los ingresos inesperados provenientes de los hidrocarburos generados por el auge de los precios de los productos básicos, con lo que aumentó la resiliencia de la economía a las perturbaciones externas. En efecto, Bolivia fue uno de los pocos países de América Latina que registró un crecimiento positivo sostenido durante la crisis mundial de 2008 y 2009 y consiguió sortear la reciente desaceleración económica de la región.

Al mismo tiempo han tenido lugar profundos cambios políticos y sociales en el país. La Constitución de 2009 dispone una revisión sustancial de los marcos jurídicos y políticos del país. **La estrategia económica del Gobierno boliviano se ajusta a los nuevos requisitos constitucionales y prevé la expansión y la industrialización de la producción de los recursos naturales.** Las autoridades también están haciendo progresos en su intento por reducir los elevados niveles de pobreza y desigualdad; reducir las tasas de mortalidad infantil y materna, y mejorar el acceso a los servicios públicos en zonas aisladas.

El crecimiento del PIB real y la posición externa siguen siendo fuertes. Los datos más recientes indican que el crecimiento del PIB real aumentó de un 5,2 % en 2012 a un 6,6 % en septiembre de 2013 gracias al aumento de las exportaciones, a la resiliencia del consumo privado y a la adopción de políticas macroeconómicas flexibles. El FMI proyecta un crecimiento de la producción de un 6,7 % para el año completo, lo que representa la mayor tasa de crecimiento en 30 años.

Pese a los grandes volúmenes de exportación se prevé que el superávit de la cuenta corriente externa se reducirá a un 4 % del PIB en 2013 tras el nivel máximo de un 7,8 % del PIB alcanzado en 2012, debido a unos términos de intercambio menos favorables y a la recuperación de las importaciones. Las importantes reservas internacionales netas (estimadas en un 40 % del PIB a finales de 2013) siguen proporcionando un amplio margen contra las perturbaciones externas.



Las políticas sociales orientadas a lograr ambiciosos objetivos redistributivos y de disminución de la pobreza han elevado los niveles de vida de los hogares vulnerables. La evaluación de los efectos de los programas de transferencia de efectivo y una mejor asignación de las subvenciones a los combustibles ayudarían a mejorar la concepción y la eficacia en función de los costos de las políticas sociales. Además, una de las prioridades de larga data sigue siendo ampliar el acceso a servicios sanitarios de calidad, así como al agua y el saneamiento.

Se espera que la economía siga creciendo por encima del nivel potencial en 2014, aunque a un ritmo más lento, y los riesgos para las perspectivas parecen controlables. Aunque los riesgos externos a corto y mediano plazo han aumentado (en particular, por la fuerte caída de los precios de los productos básicos a escala mundial y por una actividad económica más débil de los principales socios comerciales), las considerables reservas internacionales y depósitos del Gobierno en el Banco Central brindan protección. En general, los riesgos internos están equilibrados; el riesgo al alza del estímulo fiscal se compensa con el riesgo a la baja debido a un entorno desfavorable para la inversión privada.

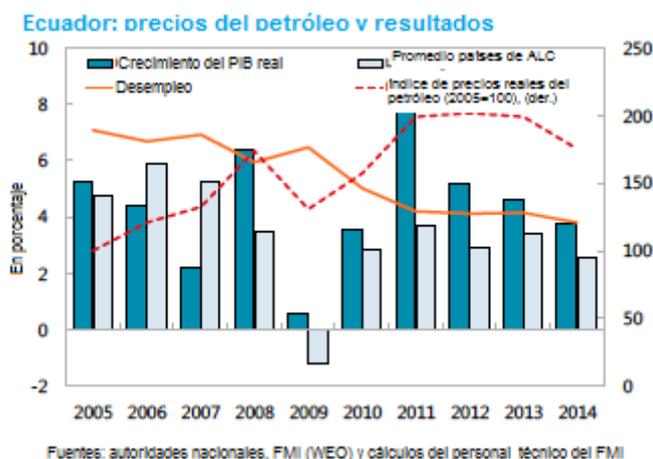
Fuente: Bolivia, FMI Consulta del Artículo IV con Bolivia, febrero de 2014.

ANEXO 3: INFORME DEL FMI SOBRE EL ECUADOR

El Ecuador llevó a la práctica una estrategia orientada al crecimiento del sector público durante el auge de los precios del petróleo que produjo importantes beneficios sociales. Dicha estrategia fue impulsada por el presidente Correa desde su elección en 2007. El informe del FMI de la Consulta del Artículo IV con el Ecuador de octubre de 2015 reconoce este logro.

El crecimiento económico medio del último decenio ha sido de un 4 % apuntalado por las condiciones comerciales favorables y grandes inversiones públicas, lo que ha contribuido a una importante mejora de los indicadores sociales. Los objetivos del Ecuador de diversificación de la producción de energía, y de una mejora de la infraestructura y la equidad social se reflejaron en la situación fiscal global del sector público no financiero que pasó de una situación de equilibrio en 2011 a un déficit del 3 % del PIB entre 2012 y 2014, pese a los altos precios del petróleo, debido principalmente al elevado gasto de capital. Durante el mismo período la deuda pública aumentó de un 9,5 % a un 31,3 % del PIB.

La tasa de pobreza y el índice de GINI disminuyeron de un 38 % y 0.54 respectivamente en 2006 a 22,5 % y 0.47 en 2014, mientras que la tasa de desempleo disminuyó significativamente. La dolarización ayudó a preservar la estabilidad financiera. En 2014 el crecimiento disminuyó de forma moderada a un 3,8 %, pero se mantuvo más alto que en los demás países de la región, como ha sido el caso en los últimos siete años.



En 2014 los ingresos familiares de referencia superaron por primera vez el costo de la canasta básica de consumo. La convergencia social se logró en parte mediante el aumento de los salarios reales superior al aumento de la productividad, lo que contribuyó a mantener la inflación en alrededor de un 4 % durante el decenio.

Desde el último trimestre de 2014 la economía ha sido afectada por perturbaciones externas y se está desacelerando. La fuerte caída de los precios internacionales del petróleo, en casi la mitad para la mezcla ecuatoriana, disminuyó

significativamente los ingresos petroleros. Además, la apreciación real del tipo de cambio, de un 16 % interanual en junio de 2015, ha hecho mella en la competitividad.

Las autoridades reaccionaron rápidamente a las perturbaciones recortando el gasto público, aplicando salvaguardias por balanza de pagos y conteniendo el aumento del salario mínimo. Por esta razón, las importaciones no petroleras han disminuido considerablemente desde abril de 2015 y se estima que el déficit fiscal de 2015 se mantendrá dentro del objetivo presupuestario inicial. Sin embargo, las necesidades de financiación bruta siguen siendo considerables y el acceso al crédito internacional se ha restringido.

Fuente: Ecuador, FMI Consulta del Artículo IV con el Ecuador, octubre de 2015

BIBLIOGRAFÍA

- Abbas, Ghandi y Cynthia Lin, C.-Y. (2014). «Oil and Gas Service Contracts around the World: A Review». University of California, marzo.
- Acosta, Alberto (2011). «La reforma a la ley de hidrocarburos y la renegociación de los contratos petroleros». *Revista La Tendencia* # 11, Quito, marzo-abril.
- Adler, Gustavo y Sebastián Sosa (2011). «Commodity Price Cycles: The Perils of Mismanaging the Boom». Working Paper 11/283. Washington, D.C.: FMI.
- Aguilar, Rubén y Daney Valdivia (2011). «Precios de Exportación de Gas Natural para Bolivia: Modelación y Pooling de Pronósticos». La Paz: Banco Central de Bolivia, La Paz.
- Arauz, Luis Alberto (2004). «Contratación petrolera ecuatoriana 1972-2003», en "Petróleo y Desarrollo Sostenible en Ecuador", FLACSO, Quito.
- Campodónico, Humberto (1998). «El régimen de contratación petrolera en América Latina en la década de los noventa». Cuadernos de la CEPAL # 84, LC/G.2025-P. Santiago.
- Campodónico, Humberto (2004). «Reformas e Inversión en la Industria de Hidrocarburos de América Latina», División de Recursos Naturales e Infraestructura, CEPAL. Santiago.
- Campodónico, Humberto (2005). «Comparative Study on the Distribution of Oil Rents in Bolivia, Colombia, Ecuador, and Peru». Washington, D.C.: Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP), agosto. Disponible en: https://www.esmap.org/sites/esmap.org/files/FRFR27965_Bolivia_Ecuador_Colombia_Peru_Mexico_Comparative%20Study%20on%20the%20Distribution%20of%20Oil%20Rents.pdf.
- Campodónico, Humberto (2008). «Renta petrolera (Argentina, Ecuador, México, Venezuela) y minera (Chile, Perú)», División de Recursos Naturales e Infraestructura, CEPAL. Santiago.
- Campodónico, Humberto (2009). «Comparative Studies, Resource Management in Latin America, 2000 to 2005 (Argentina, Bolivia, Brazil, Chile, Colombia, Ecuador, Mexico, Peru and Venezuela)». New York: Revenue Watch Institute. Disponible en: http://www.resourcegovernance.org/sites/default/files/documents/rwi_resource_management_in_latin_america.pdf.
- Correa, Rafael (2014). Presentación del libro *The case of OXY: Legal defense of a sovereign decision and Law of the Ecuadorian State*, Quito, 17 de octubre. Disponible en : www.presidencia.gob.ec.

- Cueva, Simón y María Ortiz (2013). «Ingresos Fiscales por Explotación de Hidrocarburos en Ecuador». Resumen de Políticas # IDB-PB-198. Washington, D.C.: Banco Interamericano de Desarrollo (BID).
- Cueva, Simón, Vicente Albornoz y Leopoldo Avellán (2007). Ecuador: «Binding Constraints to Growth». Washington D.C.: BID, septiembre.
- ECLAC (2014). *Compacts for Equality, Towards a Sustainable Future*- Santiago.
- ECLAC (2015). *El impacto fiscal de la explotación de los recursos naturales no renovables en los países de América Latina y el Caribe*. Mayo.
- Energy Information Administration (2007). Ecuador, Country Analysis Briefs. Washington, D.C. Marzo.
- Fach Gómez, Katia (2012). »Ecuador`s attainment of the Sumak Kawsay and the role assigned to International Arbitration». *Yearbook on International Investment Law and Policy 2010-2011*. Nueva York: Oxford University Press.
- FMI (2012). «Fiscal Frameworks for Resource Rich Developing Countries». IMF Staff Discussion Note, SDN/12/04. Washington, D.C. Mayo.
- FMI (2014). Bolivia, Staff Report for the 2013 Article IV Consultation, Country Report No. 14/36. Washington, D.C. February.
- FMI (2015). Ecuador, Staff Report for the 2015 Article IV Consultation, Country Report No. 15/289. Washington, D.C. Octubre.
- Fundación Jubileo (2014). «Situación de los Hidrocarburos en Bolivia». Serie Debate Público # 30. La Paz. Octubre.
- Fundación Jubileo (2016). A 10 años de la nacionalización de los hidrocarburos. Boletín Electrónico # 5. La Paz. Mayo.
- Fundación Milenio (2013). «Los precios de exportación del gas natural en Bolivia». Informe Nacional de Coyuntura # 184. La Paz. Marzo.
- Grupo Faro (2011). «La renegociación de contratos petroleros y análisis general de algunas reformas a la Ley de Hidrocarburos». Quito.
- Grupo Faro (2012). «El liderazgo de la gestión petrolera regresa al Estado», Monitoreo 2011. En “Lupa Fiscal”, Informe # 4. Quito. Diciembre.
- International Crisis Group (2007). «Ecuador: Overcoming Instability?» Latin America Report # 22. 7 de agosto. Disponible en: <https://www.crisisgroup.org/latin-america-caribbean/andes/ecuador/ecuador-overcoming-instability>.

- Lefebvre, Stephan y Jeanette Bonifaz (2014). «Lessons from Bolivia: renationalising the hydrocarbon industry». Open Democracy, noviembre. Disponible en <https://www.opendemocracy.net/author/jeanette-bonifaz>.
- *Le Monde Diplomatique* (2013). «Ecuador y la mano sucia de Chevron», Edición 2018 (diciembre).
- Mateo, Juan Pablo y Santiago García (2014). «El sector petrolero en Ecuador, 2000-2010». *Revista Problemas del Desarrollo* # 177, Quito, abril-junio.
- Medinaceli Monrroy, Mauricio (2007a). «La Nacionalización del Nuevo Milenio: Cuando el precio fue un aliado». La Paz. FUNDEMOS.
- Medinaceli Monrroy, Mauricio (2007b). «Impuesto Directo a los Hidrocarburos, Origen, Destino y Usos». La Paz. IDEA, diciembre.
- Medinaceli Monrroy, Mauricio (2012). «El sector hidrocarburos en Bolivia». Policy Paper 03, Friedrich Ebert Stiftung (FES). La Paz.
- Ministerio de Hidrocarburos del Ecuador (2015): Informe de Gestión 2014. Quito.
- Ministerio de Hidrocarburos y Energía de Bolivia (2013). Memoria Institucional 2012. La Paz.
- Ministerio de Hidrocarburos y Energía de Bolivia (2014). Memoria Institucional 2013. La Paz.
- Ministerio de Recursos Naturales no Renovables del Ecuador (2011). «Perspectivas de la Exploración y Producción de petróleo en el Ecuador». Quito, septiembre.
- Ministerio de Recursos Naturales no Renovables del Ecuador (2014). Hidrocarburos Ecuador. Quito, julio.
- Ocampo, Jose Antonio (2012a). «The Development Implications of External Integration in Latin America». Working Paper No. 2012/48, UNU-WIDER. Mayo.
- Ocampo, Jose Antonio (2012b). «Let's Be Clear: This Will Not Be Latin America's Decade», Columbia University, Nueva York, 14 de septiembre.
- Ortega Gumucio, Pablo (2005). «Bolivia: Evolution of poverty under liberal economic policies (1985-2003) and microfinance for poverty alleviation». Helen Kellogg Institute for International Studies, University of Notre Dame, julio.
- Petroamazonas EP (2016). Plan Estratégico 2016-2019. Quito.
- Petroecuador EP (2013). Informe Estadístico, «Cuarenta años construyendo el desarrollo del País», 1972-2012, Quito.

- Ray, Rebeca y Adam Chimenti (2015). «A line in the Equatorial Forests: Chinese investment and the environmental and social impacts of Extractive Industries in Ecuador». Global Economics Governance Initiative, Working Group on Development and Environment in the Americas Discussion Paper 2015-6.
- Rodríguez, Gustavo (2011). «¿Están matando a la gallina de los huevos de oro?, La explotación irracional de yacimientos hace desaparecer reservas de gas natural en Bolivia». En *Petropress* # 23, La Paz. Enero.
- Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo (2013). «Empresas Públicas y Planificación: Su rol en la transformación social y productiva». Quito.
- UNCTAD (2014). *Informe sobre el comercio y el desarrollo, Gobernanza mundial y espacio para políticas de desarrollo*, Ginebra.
- Vargas, María Victoria (2007). «Bolivia's New Contract Terms: Operating Under the Nationalization Regime». *Oil, Gas & Energy Law Intelligence (OGEL)*. Disponible en: www.gasandoil.com/ogel/.
- Villegas, Carlos (2002). «Privatización de la industria petrolera en Bolivia». La Paz.
- YPFB (2013). «Crecimiento histórico y proyecciones nacionales». *Revista Gas y Desarrollo*, La Paz. Mayo.
- YPFB (2014). El Aporte de YPFB a Bolivia, en Conferencia sobre Tributación de las Industrias Extractivas en la Región Andina del FMI, Fernando Claure Venegas, Lima, 3, 4 y 5 de marzo.
- YPFB (2015a). Boletín Estadístico Gestión 2014. La Paz.
- YPFB (2015b). Plan Estratégico Corporativo 2015-2019. La Paz.
- YPFB (2016). Audiencia Pública, Rendición de Cuentas, a noviembre de 2015, La Paz.

DOCUMENTOS DE INVESTIGACIÓN DEL CENTRO DEL SUR

No.	Fecha	Título	Autor
1	November 2005	Overview of the Sanitary and Phytosanitary Measures in QUAD Countries on Tropical Fruits and Vegetables Imported from Developing Countries	Ellen Pay
2	November 2005	Remunerating Commodity Producers in Developing Countries: Regulating Concentration in Commodity Markets	Samuel G. Asfaha
3	Noviembre de 2005	Medidas relativas a la oferta para incrementar los bajos precios a la salida de la explotación agrícola de los productos básicos para bebidas tropicales	Peter Robbins
4	November 2005	Potenciales repercusiones de las nanotecnologías en los mercados de productos básicos: Consecuencias para los países en desarrollo dependientes de productos básicos	ETC Group
5	March 2006	Rethinking Policy Options for Export Earnings	Jayant Parimal
6	April 2006	Considering Gender and the WTO Services Negotiations	Meg Jones
7	Julio de 2006	Reinventar la UNCTAD	Boutros Boutros-Ghali
8	Agosto de 2006	Los derechos de propiedad intelectual en los tratados de inversión: Repercusiones de tipo ADPIC PLUS en la observancia y la protección del interés público	Ermias Tekeste Biadgleng
9	Enero de 2007	Propuesta de Tratado de la OMPI para la protección de los organismos de radiodifusión y de difusión por cable: Análisis desde una perspectiva de desarrollo	Viviana Munoz Tellez and Andrew Chege Waitara
10	November 2006	Market Power, Price Formation and Primary Commodities	Thomas Lines
11	March 2007	Development at Crossroads: The Economic Partnership Agreement Negotiations with Eastern and Southern African Countries on Trade in Services	Clare Akamanzi
12	June 2007	Changes in the Governance of Global Value Chains of Fresh Fruits and Vegetables: Opportunities and Challenges for Producers in Sub-Saharan Africa	Temu A.E and N.W Marwa
13	August 2007	Towards a Digital Agenda for Developing Countries	Dalindyebo Shabalala
14	December 2007	Analysis of the Role of South-South Cooperation to Promote Governance on Intellectual Property Rights and Development	Ermias Tekeste Biadgleng
15	Enero de 2008	Estructura cambiante y gobernanza de la observancia de la propiedad intelectual	Ermias Tekeste Biadgleng and Viviana Munoz Tellez

16	Enero de 2008	Liberalización del comercio de servicios de salud: equilibrar los intereses relativos al modo 4 con la obligación de conceder un acceso universal a los servicios básicos	Joy Kategekwa
17	July 2008	Unity in Diversity: Governance Adaptation in Multilateral Trade Institutions Through South-South Coalition-Building	Vicente Paolo B. Yu III
18	Diciembre de 2008	Recuento de patentes como indicadores de la geografía de las actividades de innovación: problemas y perspectivas	Xuan Li
19	Diciembre de 2008	Las normas SECURE de la OMA: Lecciones aprendidas del fracaso de la iniciativa para la observancia de la propiedad intelectual que trasciende las disposiciones del Acuerdo sobre los ADPIC	Xuan Li
20	May 2009	Industrialisation and Industrial Policy in Africa: Is it a Policy Priority?	Darlan F. Marti and Ivan Ssenkubuge
21	June 2009	IPR Misuse: The Core Issue in Standards and Patents	Xuan Li and Baisheng An
22	July 2009	Policy Space for Domestic Public Interest Measures Under TRIPS	Henning Grosse Ruse – Khan
23	June 2009	Developing Biotechnology Innovations Through Traditional Knowledge	Sufian Jusoh
24	Mayo de 2009	Medidas de respuesta a la crisis financiera mundial: asuntos clave para los países en desarrollo	Yılmaz Akyüz
25	October 2009	The Gap Between Commitments and Implementation: Assessing the Compliance by Annex I Parties with their Commitments Under the UNFCCC and its Kyoto Protocol	Vicente Paolo Yu III
26	Abril de 2010	Perspectivas económicas mundiales: es posible que la recesión haya pasado, pero ¿qué sigue ahora?	Yılmaz Akyüz
27	April 2010	Export Dependence and Sustainability of Growth in China and the East Asian Production Network	Yılmaz Akyüz
28	May 2010	The Impact of the Global Economic Crisis on Industrial Development of Least Developed Countries	Report Prepared by the South Centre
29	May 2010	The Climate and Trade Relation: Some Issues	Martin Khor
30	May 2010	Analysis of the Doha Negotiations and the Functioning of the World Trade Organization	Martin Khor
31	July 2010	Legal Analysis of Services and Investment in the CARIFORUM-EC EPA: Lessons for Other Developing Countries	Jane Kelsey
32	November 2010	Why the IMF and the International Monetary System Need More than Cosmetic Reform	Yılmaz Akyüz
33	November 2010	The Equitable Sharing of Atmospheric and	Martin Khor

		Development Space: Some Critical Aspects	
34	November 2010	Addressing Climate Change through Sustainable Development and the Promotion of Human Rights	Margreet Wewerinke and Vicente Paolo Yu III
35	Enero de 2011	El derecho a la salud y a los medicamentos: el caso de las recientes negociaciones sobre la estrategia mundial sobre la salud pública, la innovación y la propiedad intelectual	Germán Velásquez
36	March 2011	The Nagoya Protocol on Access and Benefit Sharing of Genetic Resources: Analysis and Implementation Options for Developing Countries	Gurdial Singh Nijar
37	March 2011	Capital Flows to Developing Countries in a Historical Perspective: Will the Current Boom End with a Bust?	Yılmaz Akyüz
38	Mayo de 2011	Los ODM después de 2015	Deepak Nayyar
39	May 2011	Operationalizing the UNFCCC Finance Mechanism	Matthew Stilwell
40	July 2011	Risks and Uses of the Green Economy Concept in the Context of Sustainable Development, Poverty and Equity	Martin Khor
41	Septiembre de 2011	Innovación farmacéutica, patentes incrementales y licencias obligatorias	Carlos M. Correa
42	Diciembre de 2011	Repensando la salud global: un tratado internacional sobre innovación y desarrollo de productos farmacéuticos	Germán Velásquez and Xavier Seuba
43	March 2012	Mechanisms for International Cooperation in Research and Development: Lessons for the Context of Climate Change	Carlos M. Correa
44	Marzo de 2012	¿Se puede hablar de un extraordinario auge del Sur?	Yılmaz Akyüz
45	Abril de 2012	¿Qué relación hay entre el cambio climático, la transferencia de tecnología y los derechos de propiedad intelectual y cuál es el estado actual de las negociaciones al respecto?	Martin Khor
46	July 2012	Asian Initiatives at Monetary and Financial Integration: A Critical Review	Mah-Hui (Michael) Lim and Joseph Anthony Y. Lim
47	May 2013	Access to Medicines and Intellectual Property: The Contribution of the World Health Organization	Germán Velásquez
48	Junio de 2013	Los países en desarrollo tras la crisis financiera: después de la tormenta no siempre viene la calma	Yılmaz Akyüz
49	January 2014	Public-Private Partnerships in Global Health: Putting Business Before Health?	Germán Velásquez
50	Febrero de 2014	Consecuencias de la mala gestión de la crisis en Europa y los Estados Unidos para los países en desarrollo	Yılmaz Akyüz
51	Julio de 2014	Los obstáculos para el desarrollo en el	Manuel F. Montes

		sistema económico mundial	
52	August 2014	Tackling the Proliferation of Patents: How to Avoid Undue Limitations to Competition and the Public Domain	Carlos M. Correa
53	September 2014	Regional Pooled Procurement of Medicines in the East African Community	Nirmalya Syam
54	Septiembre de 2014	Mecanismos innovadores de financiación: posibles fuentes de financiación del Convenio Marco de la OMS para el Control del Tabaco	Deborah Ko Sy, Nirmalya Syam and Germán Velásquez
55	October 2014	Patent Protection for Plants: Legal Options for Developing Countries	Carlos M. Correa
56	November 2014	The African Regional Intellectual Property Organization (ARIPO) Protocol on Patents: Implications for Access to Medicines	Sangeeta Shashikant
57	Noviembre de 2014	La relación entre la globalización, el crecimiento impulsado por las exportaciones y la desigualdad: el caso de Asia Oriental	Mah-Hui Lim
58	November 2014	Patent Examination and Legal Fictions: How Rights Are Created on Feet of Clay	Carlos M. Correa
59	December de 2014	El período de transición otorgado a los PMA para la aplicación del acuerdo sobre los ADPIC y sus efectos en la producción de medicamentos en la CAO	Nirmalya Syam
60	January 2015	Internationalization of Finance and Changing Vulnerabilities in Emerging and Developing Economies	Yılmaz Akyüz
61	Marzo de 2015	Pautas de patentabilidad y el acceso a medicamentos	Germán Velásquez
62	Septiembre de 2015	El acuerdo de asociación transpacífico: un acuerdo que amplía los derechos de propiedad intelectual en detrimento del acceso a los medicamentos	Carlos M. Correa
63	October 2015	Foreign Direct Investment, Investment Agreements and Economic Development: Myths and Realities	Yılmaz Akyüz
64	February 2016	Implementing Pro-Competitive Criteria for the Examination of Pharmaceutical Patents	Carlos M. Correa
65	Febrero de 2016	Reflexiones sobre el aumento de los casos de solución de controversias entre inversores y Estados en los sectores extractivos y los problema que se plantean para los países africanos	Kinda Mohamadih and Daniel Uribe
66	March 2016	The Bolar Exception: Legislative Models And Drafting Options	Carlos M. Correa
67	June 2016	Innovation and Global Intellectual Property Regulatory Regimes: The Tension between Protection and Access in Africa	Nirmalya Syam and Viviana Muñoz Tellez
68	June 2016	Approaches to International Investment Protection: Divergent Approaches between	Kinda Mohamadih and Daniel Uribe

		the TPPA and Developing Countries' Model Investment Treaties	
69	July 2016	Intellectual Property and Access to Science	Carlos M. Correa
70	August 2016	Innovation and the Global Expansion of Intellectual Property Rights: Unfulfilled Promises	Carlos M. Correa



CENTRO DEL SUR

**Chemin du Champ d'Anier 17
PO Box 228, 1211 Ginebra 19
Suiza**

**Teléfono: (41 22) 791 8050
Fax: (41 22) 798 8531
Email: south@southcentre.int**

**Sitio Web:
<http://www.southcentre.int>**