



LOS BENEFICIOS DE LA INVERSIÓN EXTRANJERA

¿CUÁLES FUERON SUS RESULTADOS
EN EL SECTOR DE PETRÓLEO
Y GAS EN BOLIVIA?

Claire McGuigan

**LOS BENEFICIOS
DE LA INVERSIÓN
EXTRANJERA**

**¿CUÁLES FUERON SUS RESULTADOS
EN EL SECTOR DE PETRÓLEO
Y GAS EN BOLIVIA?**

LOS BENEFICIOS DE LA INVERSIÓN EXTRANJERA

**¿CUÁLES FUERON SUS RESULTADOS
EN EL SECTOR DE PETRÓLEO
Y GAS EN BOLIVIA?**

Claire McGuigan

Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario;
McGuigan, Claire

Los beneficios de la inversión extranjera. ¿Cuáles fueron sus resultados en el sector de petróleo y gas en Bolivia? / por CEDLA; Claire McGuigan

La Paz: CEDLA, junio 2007, 184 p.

I. t.

DESCRIPTORES TEMÁTICOS:

<INVERSIÓN EXTRANJERA><HIDROCARBUROS><GAS>
<PETRÓLEO><POLÍTICA FISCAL> <BALANZA DE PAGOS>
<PRIVATIZACIÓN><IMPUESTOS><REGALÍAS><POBREZA>
<EMPRESAS TRANSNACIONALES><PRODUCTO INTERNO BRUTO>

DESCRIPTOR GEOGRÁFICO:

<BOLIVIA><BO>

2007, CEDLA; McGuigan, Claire

2007, CEDLA

Primera edición: junio de 2007

Depósito Legal: 4-1-1130-07

Editores: CEDLA
Av. Jaimes Freyre No. 2940, Sopocachi
Telfs. 2412429 – 2413175 – 2413223
Fax: (591) (2) 2414625
E-mail: cedla@cedla.org
URL: www.cedla.org
La Paz, Bolivia

Cuidado de edición: María del Carmen Rivero

Ilustración de tapa: CEDLA

Impresión: EDOBOL

Impreso en Bolivia
Printed in Bolivia

Ninguna parte de esta publicación, incluido el diseño de tapa, puede ser reproducida, almacenada o transmitida de manera alguna ni por ningún medio, sin permiso previo del editor.

PRESENTACIÓN

Este informe fue elaborado por Claire McGuigan, Oficial Representante del Departamento Christian Aid en América Latina, en colaboración con el Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario (CEDLA), institución que proporcionó los datos y el apoyo necesarios para el análisis de la presente investigación.

El trabajo de McGuigan está enfocado a la defensa de la justicia económica y el cumplimiento de las reformas de las políticas públicas en Latinoamérica, particularmente, en los temas relacionados al comercio, inversión e impuestos.

El informe forma parte de la nueva investigación de Christian Aid y está relacionado con el rol de la inversión extranjera en los países en desarrollo. Según McGuigan, éstos esperaban que el capital extranjero transformaría sus economías, trayendo inversiones, empleo y crecimiento económico; luego comprobaron que los beneficios de la inversión no eran automáticos y que sus consecuencias han sido constantemente ignoradas. El presente informe analiza los costos y beneficios que ha conllevado la inversión extranjera en el sector hidrocarburífero de Bolivia y cuantifica, además, la contribución real de este sector a la economía desde la privatización hasta finales de 1996.

Los hallazgos de este informe fueron cotejados con los de países como Zambia y Filipinas en el reporte de Christian Aid denominado “Un negocio rico: el que se beneficia del alza de precios”, publicado en el Reino Unido en enero de 2007. Esta investigación muestra que mientras las grandes petroleras cosechan gigantescos ingresos al extraer los recursos valiosos y finitos de los países en desarrollo, dejan muy pocos ingresos por concepto de impuestos y regalías a los Estados nacionales.

Actualmente Christian Aid está trabajando para que la comunidad internacional apoye a los países en desarrollo en sus esfuerzos por obtener los mayores beneficios posibles de los contratos firmados con las compañías extranjeras y para que éstas, por su parte, aseguren que sus recursos naturales contribuyan efectivamente al desarrollo y reducción de la pobreza.

La autora quiere expresar su agradecimiento al personal del CEDLA, particularmente a su director Carlos Arze y a los investigadores Pablo Poveda Ávila y Jesús Monje, quienes proporcionaron apoyo e información al presente proyecto de investigación. La autora también agradece a todos los expertos en el tema hidrocarburífero y a los analistas bolivianos que accedieron a ser entrevistados como parte del proceso del presente estudio.

La Paz, junio de 2007

Andrew Croggon
Director Regional
América Latina y el Caribe

Christian Aid

INTRODUCCIÓN

Durante mucho tiempo las denominadas potencias mundiales y los organismos financieros internacionales han promovido la idea de que la inversión extranjera transformaría las economías de los países en desarrollo, trayendo capital, empleos y crecimiento. En consecuencia, se ha alentado a los gobiernos nacionales a privatizar sus empresas estatales; antes de incentivar sus sectores privados hacia una futura industrialización. Llegaron, incluso, a condicionar la concesión de préstamos a la privatización y a la liberalización de sus economías.

Esta ha sido una posición ampliamente aprobada por el gobierno británico. El Secretario de Estado para Desarrollo Internacional declaró en un acto público: “lo más importante que un país en desarrollo puede hacer para beneficiarse con las oportunidades de comercio e inversión emergidas de la globalización, es establecer el clima correcto para la inversión”¹.

¹ *Discurso de Hilary Benn al presentar el documento “Growth and poverty reduction – creating more and better jobs in poorer countries”, realizado en el New Economics Foundation, 19 de enero de 2006.*

Las estrategias para atraer a inversionistas extranjeros enfatizan una fuerte protección de sus derechos (incluyendo el derecho al arbitraje internacional), asegurando la libre repatriación de ganancias por parte de empresas extranjeras, la abolición de tratamiento preferencial para empresas locales, la aplicación de un formato “suave” de regulación e incentivos como el pago de salarios insuficientes y tasas bajas de impuestos.

Sin embargo, mientras se promocionaba los beneficios de la inversión extranjera, también se reconocía que los beneficios no eran automáticos y que la inversión extranjera podría acarrear costos². Este tópico no es relevante sólo para países en desarrollo, también interesa a países desarrollados. En el Reino Unido, por ejemplo, autoridades municipales compiten por la inversión extranjera, ofreciendo diversos incentivos para atraer a los empresarios a su distrito. Un estudio reciente en Londres encontró que el valor de los alicientes era mayor que los beneficios actuales traídos por la empresa³. En 1996, el Estado de Alabama pagó un subsidio de \$us 200 mil por empleado a Mercedes Benz y Alemania pagó un asombroso subsidio de \$us 3,4 millones por empleado a Dow Chemicals⁴.

² Véase Daniel Chudnovsky y Andrés López, FDI, Development and the New Global Economic Order – a Policy Brief for the South, *South Centre, 1999*; Globalization and Developing Countries: Foreign Direct Investment and Growth and Sustainable Human Development, *CENIT, marzo de 1999*.

³ Citado en Bernie Ward y Julie Lewis, “Plugging the Leaks: Making the most of every pound that enters your local economy”, *New Economics Foundation, 2002*.

⁴ Banco Mundial, “Tax incentives: Using tax incentives to attract direct foreign investment”, *Viewpoint, Private Sector and Infrastructure Network, enero de 2003*.

Lo acontecido en Asia Oriental demuestra que para que los países obtengan verdaderos beneficios de la Inversión Extranjera Directa (IED), ésta tiene que ser manejada estratégicamente, haciendo esfuerzos para crear vínculos entre empresas extranjeras y la economía local⁵. No obstante, raras veces se aplican tales lecciones en la práctica y se sigue animando a los países en desarrollo a adoptar un marco liberal favorable a la inversión. En consecuencia, estos Estados optan por luchar para atraer cualquier tipo de IED y desincentivan todo intento de regularla.

Bolivia no es una excepción. A partir de los ajustes estructurales, ha adoptado una posición muy liberal frente a la inversión, acogiendo los principios centrales anotados arriba en el intento de atraer inversión extranjera al país. Bolivia, como modelo de mercado abierto, ha aplicado al pie de la letra las políticas de reforma del FMI. Sin embargo, dados los resultados decepcionantes en crecimiento y reducción de la pobreza, posteriormente fue descrito por el FMI como “el rompecabezas boliviano”⁶.

Bolivia ha privatizado cinco de sus principales empresas estatales como parte de su estrategia para atraer inversión extranjera. La más importante es la estatal petrolera perteneciente al sector más dinámico de la economía boliviana y la que mayor inversión extranjera recibe

⁵ *Sanjaya Lal*, Learning from the Asian Tigers: Studies in Technology and Industrial Policy, Nueva York, Oxford University Press, 1997; *Alice Amsden*, Asia's Next Giant: South Korea and Late Industrialisation, Nueva York, Oxford University Press, 1989; *Alice Amsden*, The Rise of the Rest: Challenges to the West from Late Industrialising Economies, Oxford University Press, octubre de 2000; *Ha-joon Chang*, Kicking Away the Ladder: Development Strategy in Historical Perspective, Anthem Press, 2002.

⁶ *FMI*, Bolivia: Ex Post Assessment of Longer Term Program Engagement – Staff Report and Public Information Notice on the Executive Board Discussion, *Informe País No. 05/139*, FMI, abril de 2005.

(40% entre 1990 y 2000)⁷. La extensión de las reservas de gas natural ha sido certificada en 48,7 trillones de pies cúbicos⁸, lo que sitúa a Bolivia en el segundo lugar en la región, detrás de Venezuela, en poseer este recurso natural. No cabe duda que a partir de la privatización en 1997, Bolivia ha realizado avances importantes en la extracción de petróleo y gas. La presencia de la inversión extranjera ha conducido a un gran incremento en la exploración y la certificación de significativas reservas nuevas. La construcción del gasoducto Bolivia-Brasil también ha ayudado a consolidar la posición importante de Bolivia como proveedor regional de energía.

Si bien es cierto que el incremento de la inversión extranjera directa en nuestro país ha venido aparejado a la elevación en los niveles de producción, explotación y exploración hidrocarburífera, la conducción de este negocio siempre estuvo plagado de controversias. La privatización de YPFB jamás ha proporcionado efectivos réditos para el pueblo boliviano. Es así que las presiones sociales para volver a nacionalizar este recurso llegaron a su punto álgido entre 2003 y 2005. Una serie de protestas y movilizaciones, conocidas como la *Guerra del Gas*, condujeron a la dimisión de dos presidentes en octubre de 2003 y junio de 2005. Ambos mandatarios se fueron porque se resistían a llevar adelante reformas a la política de hidrocarburos.

Como resultado de estas presiones, el Congreso boliviano aprobó una nueva Ley de Hidrocarburos en mayo

⁷ Lykke Andersen, Osvaldo Nina, Dirk Willem te Velde, Trade, FDI, Growth and Poverty in Bolivia, *Grupo Integral*, julio de 2004.

⁸ *Economist Intelligence Unit, Bolivia Country Profile 2006, 2006. La cifra citada es para 2005.*

de 2005. La misma proporcionó, entre otras cosas, una nueva estructura de regalías e impuestos sobre la extracción de petróleo y gas, aumentando los ingresos para el Estado. Desde su llegada al poder en enero de 2006, el Presidente Evo Morales ha revisado el régimen fiscal para este sector y ha obligado a las empresas que operan en el país a renegociar sus contratos.

Estas medidas adoptadas por el actual Gobierno fueron muy cuestionadas por los organismos internacionales, así como el hecho de que Bolivia no haya desarrollado la capacidad suficiente para aprovechar la riqueza proporcionada por sus recursos naturales en beneficio de la mayoría pobre de su población⁹.

Bolivia no es el único país que enfrenta esta crítica realidad. Frecuentemente se escucha hablar sobre el fracaso que experimentan los países en desarrollo en el momento de traducir las enormes riquezas de sus recursos naturales en una efectiva reducción de la pobreza. Christian Aid ha documentado algunos de estos intentos frustrados en Angola, Sudán y Kazajistán¹⁰.

Sin embargo, Bolivia está en una posición más favorable que la de muchos países en desarrollo que poseen grandes reservas de hidrocarburos. Es un país que ha vivido en una estabilidad relativa en el curso de los últimos 25 años. Incluso la expulsión de presidentes ha sido lograda a través de protestas públicas en su mayoría

⁹ *Por ejemplo, véase la nota editorial "Unnatural disaster", Los Angeles Times, 6 de mayo de 2006, que argumenta que la decisión de Morales de nacionalizar el sector de energía en Bolivia sería desastrosa, a la vez que reconoce que los recursos del país "durante mucho tiempo han sido explotados por extranjeros con poco beneficio para la población indígena".*

¹⁰ *Andrew Pendleton, Judith Melby, Liz Stuart, John Davidson and Sue Bishop, Fuelling Poverty: Oil, war and corruption, Christian Aid, 2003.*

pacíficas. Como se dijo líneas arriba, más bien, se ha alabado a Bolivia por sus reformas económicas, en particular, las que proporcionaron el marco legal para la inversión extranjera.

Este informe indagará sobre el nivel de beneficios que puede obtener de sus reservas hidrocarburíferas, un país en desarrollo, estable y que aplica el marco económico “correcto”. Analizará la contribución hecha por la inversión extranjera en el sector de petróleo y gas a la economía boliviana, fijándose en particular en la inversión en actividades de *upstream*, es decir en exploración y producción.

El trabajo compara un período de seis años, después de la privatización, con los seis años anteriores a la misma. Se utiliza el período de 1999 a 2004 como época de referencia posterior a la privatización. Se han tomado estos años de referencia, debido a que durante la primera etapa de privatización en Bolivia, los beneficios fueron muy limitados pero, sobre todo, porque no poseemos datos suficientes de la misma.

Posteriormente el informe confronta estos beneficios con los costos cuantificables de la política boliviana de privatización. Los mismos que incluirán: costos directos (por ejemplo, los subsidios pagados), ingresos a los cuales Bolivia renunció (por ejemplo, al ofrecer incentivos impositivos para atraer la inversión extranjera al país).

Se efectuará, a la vez, la comparación entre los beneficios que fluyeron hacia el gobierno, trabajadores y empresas locales bolivianas y los costos e ingresos renunciados al implementar la privatización y atraer inversionistas

extranjeros. Es una manera útil de evaluar el éxito de las políticas implementadas.

Los beneficios económicos que llegaron con la privatización a Bolivia serán cotejados con los que fueron proporcionados por la empresa estatal encargada de administrar los recursos hidrocarburíferos, seis años antes de su “capitalización”. Esto para evaluar las posibles consecuencias de no haberse aplicado las reformas estructurales en el país.

Varios datos fueron recogidos por el Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario (CEDLA), socio de larga data de Christian Aid en Bolivia. Este centro de estudios de política económica, con sede en La Paz, ha trabajado durante muchos años en una variedad de temas relacionados con la política económica boliviana, incluyendo empleo y derechos laborales, deuda e impuestos. El CEDLA también ha monitoreado el desarrollo de la política de hidrocarburos en el curso de los últimos ocho años.

Dado que los recursos de petróleo y gas no son renovables, se agotará el tiempo para hacer el mejor uso de ellos en beneficio del país. Con la velocidad actual de extracción¹¹ —y suponiendo que no se encuentren nuevas reservas— las reservas bolivianas de gas natural durarán otros 110 años más, en tanto que las de petróleo sólo 71 años. Por tanto, para Bolivia es necesario atender inmediatamente este asunto para garantizar el provecho de la riqueza de petróleo y gas en beneficio de la población empobrecida.

¹¹ *La velocidad de extracción entre 2002 y 2005.*

INVERSIÓN EN PETRÓLEO Y GAS

Tendencias en la industria

La industria del petróleo parece estar en muy buenas condiciones. Recientemente, los precios han alcanzado niveles récord y la demanda sigue creciendo. Las empresas petroleras tienen el capital para efectuar fuertes inversiones en nuevos proyectos de exploración y sus accionistas se sienten optimistas con los grandes dividendos que reciben.

Sin embargo, existen algunos desafíos que la industria tiene que enfrentar. Las principales empresas petroleras tropiezan con problemas para reemplazar sus reservas, en tanto que los medios de comunicación difunden mensajes desalentadores en cuanto al agotamiento de reservas y la dificultad patente para encontrar nuevos campos¹².

A nivel global, las reservas se están achicando y algunas petroleras como la Royal Dutch Shell y Repsol-YPF

¹² *The Economist*, "Oil companies: improving their fieldcraft", informe principal, 15 de abril de 2006.

han tenido que reconocer que el monto de sus reservas ha sido exagerado. Noticia indeseable para sus accionistas¹³.

Por otro lado, India y China se constituyen en la nueva competencia, en tanto que muchas nuevas fuentes potenciales de petróleo y gas se encuentran en lugares de difícil acceso o están ubicadas en países políticamente inestables como Iraq (que tiene un tercio de las reservas más grandes del mundo)¹⁴. Además de ello, las empresas estatales se están expandiendo con rapidez y compiten por contratos, con las grandes empresas petroleras. Debido a estos factores, se dice que esta es una “época de cambios sin precedentes” para la industria petrolera¹⁵.

Historias exitosas

Es evidente que la exploración y producción de hidrocarburos puede traer enormes riquezas a los países. Noruega, que ocupa el primer lugar en el Índice de Desarrollo Humano del Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), ha producido petróleo y gas de campos submarinos desde el año 1970 con incrementos significativos en su producción a partir de 1985. Noruega es el tercer exportador mundial de petróleo. Si bien las exportaciones más significativas son petróleo y gas, el país también posee una economía diversificada, donde la manufactura (maquinarias, equipos de transporte, químicos) y el transporte marítimo son importantes¹⁶.

¹³ *Ibid.*

¹⁴ *Grez Mutitt*, Crude Designs: the rip off of Iraq's oil wealth, *Platform*, noviembre de 2005.

¹⁵ *Ivo Bazon*, *Stephen Hall*, *Svein Harald Oygard*, “What's next for big oil” p.6, *The McKinsey Quarterly*, número 2, 2005.

¹⁶ *OIC*, *Trade Policy Review Norway*, Informe del Secretariado, septiembre de 2004.

Noruega es también conocida por su estructura progresiva de impuestos, ya que el Estado se ha beneficiado sustancialmente con las contribuciones de este sector. Los ingresos generados han sido reinvertidos en la economía y en servicios sociales eficientes y generosos. Estos ingresos, a la vez, fueron transferidos al Fondo de Petróleo del Estado e invertidos en bonos y acciones extranjeras para proporcionar una fuente de ingresos para el gobierno en el futuro¹⁷.

Un ejemplo del uso exitoso de ingresos petroleros, en una escala mucho menor, es el de las Islas Shetland (al Norte de Escocia). Allí, la municipalidad creó una estrategia de desarrollo alrededor de la industria petrolera en los años setenta. Ésta fue esencialmente una estrategia de “contener y aislar” que involucraba medidas tomadas para contener geográficamente a la industria hidrocarbúrica y definir con claridad las líneas de acción a seguir. El resto de la economía fue efectivamente aislada del sector y los ingresos eran utilizados para establecer un fondo de desarrollo de largo alcance.

Esta bien delineada estrategia en las Shetland preponderaba los intereses de la comunidad antes que los de la industria¹⁸, con un consecuente impacto positivo. Y, a pesar de registrarse algunos problemas de contaminación ambiental y confrontaciones con los pescadores locales; la infraestructura de las islas ha mejorado bastante y se ha incentivado la producción local mejorando su

¹⁷ Alanna Hartzok, Citizen Dividends and Oil Resource Rents: a focus on Alaska, Norway and Nigeria, *Earthrights*, 2004.

¹⁸ Menas Associates Limited y Frooskaparsetur Foroya, “Study of the Impact of the Development of Hydrocarbon Resources in the Faroe Islands”, diciembre de 2001.

competitividad. Resultado de ello, la industria ha ido creciendo y diversificándose, en tanto que la producción petrolera ha declinado su actividad dentro de la economía. No cabe duda que la reinversión de fondos petroleros para apoyar la industria local se ha logrado con éxito y ha traído beneficios significativos para las islas.

En los países occidentales la generación de ingresos y el uso de los mismos han sido temas más complicados. En Alaska, el gobierno estableció el Fondo Permanente de Alaska (Alaska Permanent Fund, APF), un fideicomiso público cuyo interés es utilizado para pagar dividendos individuales anuales a los ciudadanos. Para el año 2003 cada persona había recibido \$us 1.107¹⁹. Esta es una fuente importante de ingresos para familias pobres, sobre todo para las que viven en el área rural. Sin embargo, durante algún tiempo este beneficio produjo el efecto contradictorio de alentar la migración hacia la zona.

Por otra parte, el gobierno de Alaska no ha establecido el pago de impuestos sobre los salarios ni sobre las ventas; en tanto que el APF sólo recibe el 25% de los ingresos del petróleo, debido a que el resto pasa al presupuesto estatal. Esto limita los dividendos para los ciudadanos y ha provocado un gran debate público sobre el nivel del APF que le corresponde a la gente o los réditos que le deberían pertenecer al Estado de Alaska.

Petróleo y pobreza

Lamentablemente, en los países en desarrollo la producción de petróleo y gas está estrechamente asociada a

¹⁹ *Alanna Hartzok*, Citizen Dividends and Oil Resource Rents: a focus on Alaska, Norway and Nigeria, *Earthrights*, 2004.

la pobreza y la corrupción. Un cuerpo amplio de investigaciones —entre ellos el del propio Christian Aid— ha demostrado que en los países en desarrollo, la exportación de petróleo se relaciona directamente con niveles elevados de corrupción, pobreza, gobiernos autoritarios e ineficaces, gastos militares y guerra civil, a la vez que esa actividad productiva tiene un efecto negativo en el crecimiento²⁰.

Esto fue claramente evidenciado por la Evaluación de Industrias Extractivas (Extractive Industries Review, EIR). Una reseña del financiamiento que efectúa el Banco Mundial para la extracción de carburantes fósiles en países en desarrollo, no encontró ni un sólo ejemplo en el que la extracción de petróleo, gas y carbón mineral haya aliviado la pobreza.

El ejemplo de Nigeria es quizás uno de los más ilustrativos. Se estima que este país habría generado alrededor de \$us 350 mil millones en ingresos petroleros a partir de 1965²¹. No obstante, el Producto Interno Bruto (PIB) *per cápita* el año 2004 fue más bajo que el de 1970. No cabe duda que la riqueza petrolera de Nigeria no beneficia en absoluto a la mayoría pobre de su población. La investigación de Christian Aid también ha considerado Angola, Sudán y Kazajistán, encontrando que países pobres que dependen de los ingresos petroleros tienen

²⁰ Véase Andrew Pendleton, Judith Melby, Liz Stuart, John Davison y Sue Bishop, *Fuelling Poverty: Oil, war and corruption*, Christian Aid, 2003; Jeffrey Sachs, Andrew Warner, *Natural Resource Abundance and Economic Growth*, Harvard Institute for International Development, 1995; Michael Ross, *Extractive Industries and the Poor*, Oxfam America, octubre de 2001.

²¹ Stephen Kretzmann e Irfan Nooruddin, *Drilling into Debt: An investigation into the relationship between debt and oil*, *Oil Change Internacional*, 2005.

una incidencia mayor de pobreza. En dos de estos casos los réditos del petróleo han financiado la continuación de una guerra civil. Y en los últimos tres, la falta de transparencia en el uso de los ingresos petroleros son los obstáculos mayores. Christian Aid ha pedido, repetidas veces, regulaciones que exijan a las empresas petroleras publicar lo que pagan a los países productores de petróleo.

Por supuesto, la corrupción no es el único problema a enfrentar. Es necesario que los países en desarrollo negocien con las empresas petroleras en términos de equidad. Esto, claro está, tiene que reflejarse en los contratos de concesión, los mismos que deberán establecer ganancias justas para los Estados a cambio de la extracción del recurso natural.

Este es un tema de preocupación creciente, sobre todo en Iraq, Rusia y Asia Central, donde se proponen e implementan contratos sumamente sesgados²². En Bolivia, después de la privatización, se percibió que el país no recibía una parte justa de la riqueza generada²³.

Considerando este contexto, no se puede asumir que la extracción de reservas de petróleo y gas se traduzca en crecimiento y reducción de la pobreza. Evidentemente, se requieren acciones para revertir esta tendencia. Desde la perspectiva de los gobiernos, sobre todo de los países en desarrollo, es necesario enfocar la transformación de

²² Véase, por ejemplo, *Grez Mutitt*, *Crude Designs: the rip off of Iraq's oil wealth*, *Platform*, noviembre de 2005, e *Ian Rutledge*, *The Sakhalin II PSA: A production non sharing agreement – an analysis of revenue distribution*, *Platform*, *CEE Bankwatch Network*, *Friends of the Earth*, *Pacific Environment*, *WWF*, *Sakhalin Environment Watch*, noviembre de 2004.

²³ *Villegas Q.*, *Carlos*, *Privatización de la industria petrolera en Bolivia: Trayectoria y efectos tributarios*, *CIDES-UMSA*, *CEDLA*, *Fobomade*, *Diakonia*, *Plural*, 2004.

una fuente de riqueza no renovable en inversión productiva para el futuro, con la finalidad de diversificar y desarrollar industrias nacionales.

Regímenes fiscales para petróleo y gas

Existen muchas maneras a través de las cuales los gobiernos perciben ingresos de su sector de hidrocarburos. Algunos controlan la exploración y producción a través de empresas de propiedad estatal. Si bien en la mayor parte de los casos son las empresas petroleras extranjeras las que se encargan de la extracción del petróleo y el gas, la propiedad y control generalmente es estatal. Es así que el 80% de las reservas mundiales de hidrocarburos están en manos de los Estados²⁴, en su mayoría en el Medio Oriente, y sólo el restante 20% son manejadas por empresas privadas en concesión o contratos de producción compartida. Algunos otros gobiernos aseguran que han conformado consorcios entre empresas estatales y privadas. En este caso, la empresa estatal proporciona un porcentaje del capital de inversión a la vez que recibe un porcentaje de las ganancias.

En el caso en que el Estado otorgue licencias a empresas privadas para extraer petróleo y gas, éste exige el pago de regalías. Las regalías son la medida más simple dentro del régimen fiscal del sector. Una empresa pagará al gobierno un porcentaje fijo del valor total de los hidrocarburos. Conociendo el número de barriles producidos y el precio del petróleo, éste es un cálculo

²⁴ CEPAL, "Foreign Investment in Latin America and the Caribbean". Capítulo IV, *Hydrocarbons: Investment and corporate in Latin America and the Caribbean*, 2001.

simple. Se basa en el hecho de que el país posee el recurso natural (no renovable) y la empresa paga al Estado por su aprovechamiento.

Por otro lado, los gobiernos pueden exigir el pago de impuestos a las empresas petroleras. Los mismos que, al margen de las tributaciones estándares, incluyen impuestos especiales sobre ingresos de petróleo y gas. Todo sistema de impuestos incluirá la capacidad de depreciación de los activos y la capacidad de restar costos.

Las empresas prefieren pagar impuestos en lugar de regalías porque, dado que las reglas para la cancelación de impuestos en el sector hidrocarburífero suelen ser extremadamente complejas, las petroleras encuentran mayores posibilidades para reducir los montos de impuestos a pagar.

Mientras algunos países prefieren mantener regalías altas con el objetivo de reflejar la propiedad nacional sobre los carburantes, otros consideran más benéfico mantener en niveles elevados el pago de impuestos empresariales (Noruega es uno de los casos). Estos gobiernos incluyen, muchas veces, pagos de impuestos especiales y suplementarios sobre los hidrocarburos. También es posible introducir mecanismos que permitan elevar la tasa impositiva si las ganancias en la producción aumentan. En el caso de no existir tal mecanismo, los gobiernos suelen introducir nuevos impuestos excepcionales (*windfall taxes*). Esto cuando los precios del petróleo se incrementan.

Sin embargo, en términos generales, en cada país existe una constante, los regímenes fiscales para la industria son revisados con frecuencia. Cualquier incremento

en regalías e impuestos es, por supuesto, visto con mucha hostilidad por las empresas petroleras, quienes enfrentan riesgos significativos en proyectos de exploración y están sujetas a las fluctuaciones del precio del petróleo. En consecuencia, éstas suelen ejercer su influencia significativa para asegurar la estabilidad de los regímenes impositivos.

Régimen fiscal de petróleo y gas en el Reino Unido

El Reino Unido ha ido modificando su régimen fiscal para los hidrocarburos, en el curso de los años. Estos cambios fueron facilitados debido a que este país no firma contratos de largo plazo con las empresas y por tanto puede revisar sus términos de realización. No hay empresas estatales involucradas en contratos de riesgo compartido, es así que el gobierno británico depende de pagos de regalías e impuestos para generar ingresos de la extracción de petróleo en el Mar del Norte²⁵.

Antes de 1982 las empresas pagaban 12,5% de regalías, 75% del impuesto por ingresos petroleros y 33% al impuesto empresarial (*corporation tax*).

En 1982 el gobierno del partido Conservador abolió las regalías sobre campos nuevos desarrollados después de ese año, pero se continuó pagando regalías sobre los existentes antes del mismo. Se mantuvo el impuesto por ingresos petroleros y el tributo empresarial.

²⁵ Para una descripción más amplia de los cambios véase Gregg Mutitt y James Mariott, "The tale of Neutron John: BP's successful efforts to reduce its tax payments", *Platform*, junio de 2003.

Ya para 1993 este gobierno rebajó el impuesto por ingresos petroleros sobre campos existentes (los desarrollados hasta 1993) de 75% a 50% y lo abolió completamente para los campos desarrollados después de esa fecha, así como el pago de regalías y cualquier otro impuesto especial sobre ingresos petroleros.

Esto significó que empresas petroleras que desarrollaron campos después de 1993 pudieran extraer el petróleo gratis, sin pagar al Estado británico por la extracción de sus recursos naturales. Las empresas petroleras sólo pagaban el impuesto empresarial como cualquier otro negocio del Reino Unido (33%, que más tarde fue reducido a 30% por el gobierno del partido Laborista).

Durante el año 2002 este partido introdujo un impuesto empresarial suplementario de 10% sobre la producción petrolera en el Mar del Norte. Por tanto, el impuesto empresarial sobre la producción de hidrocarburos llegó a 40%. Al mismo tiempo, los Laboristas abolieron el pago de regalías que se continuaba pagando sobre campos desarrollados antes de 1982. Entonces, empresas que habían desarrollado tempranamente campos que aún estaban en operación, fueron las beneficiarias de tal cambio.

El 2005, después de un año de haber mantenido el precio del barril de petróleo crudo en un promedio de 55 dólares, en diciembre de 2005 el gobierno Laborista duplicó el impuesto suplementario sobre la producción petrolera en el Mar del Norte. Ahora, junto a este gravamen empresarial estándar de 30%, las empresas hacen efectivo un impuesto suplementario de 20%, tributando un total de 50%.

Se ha criticado al Reino Unido por aplicar el régimen impositivo más débil del mundo en el sector hidrocarburo²⁶. Entre 1993 y 2002 estaba, efectivamente, regalando sus recursos naturales. En síntesis se puede advertir que este gobierno ha mantenido un régimen fiscal extremadamente favorable para las empresas petroleras, incluso con las subidas de los impuestos a partir de 2002. Y, a pesar de que los Laboristas introdujeran el nuevo impuesto durante ese año, aboliendo las regalías, el impacto acumulativo seguía siendo benéfico para las empresas, ya que redujo el cobro total de impuestos para el Estado.

Según las estadísticas, mientras que entre 1988 y 1999 las ganancias de la industria petrolera en el Mar del Norte crecieron de 7,5 mil millones de libras esterlinas a 13 mil millones, en el mismo período, los ingresos del Estado británico por la producción de petróleo y gas, cayeron de 4,6 mil millones de libras a 2,5 mil millones²⁷. Y, en tanto las ganancias de las petroleras se duplicaban, el gobierno del Reino Unido redujo sus réditos en 46%.

Como la industria petrolera se benefició durante mucho tiempo a expensas del gobierno del Reino Unido, existe una fuerte presión frente a cualquier intento de elevar el nivel de impuestos. Cuando el ministro de hacienda de los Laboristas, Gordon Brown, inició su primera revisión de los impuestos petroleros en 1997, las empresas petroleras amenazaron con retirarse del lugar, ocasionando pérdida de empleo. La British Petroleum (BP)

²⁶ Ian Rutledge y Philip Wright, *The Windfall That Got Away: Profitability and taxation in the North Sea oil and gas industry*, *University of Sheffield Energy Studies Programme*, junio de 1997.

²⁷ *Centro de Información del Parlamento Escocés*, "Oil and Gas", *Spice Briefing*, mayo de 2002.

llegó, incluso, a suspender el desarrollo de uno de sus campos al occidente de las Islas Shetland, mientras se realizaba la revisión. Fue así que en 1998, el gobierno Laborista optó por dejar de lado la elevación de impuestos.

El año 2002 el ejecutivo de la Asociación de Operadores de Campos Marinos del Reino Unido (*UK Offshore Operators' Association*, UKOOA), James May, advirtió que la elevación de impuestos por parte del gobierno iba a costar 50 mil empleos y desalentar la inversión extranjera. Sin embargo, los propios datos de UKOOA²⁸ demuestran que, a partir del 2002, las cifras sobre empleo bajaron sólo en una pequeña proporción para luego recuperarse y crecer. Así se registró un mayor número de fuentes de trabajo el año 2005 en relación al 2002²⁹. De hecho, el gráfico de UKOOA sobre las tendencias laborales en la industria petrolera del Reino Unido, a partir de 1991, señalan que es difícil establecer una correlación entre el régimen fiscal y las cifras de empleo. En 1993, cuando los impuestos cayeron dramáticamente, el empleo tuvo una reducción severa con una pérdida de casi 100 mil puestos de trabajo. Pero luego y, contradiciendo las predicciones de las petroleras, la inversión en el sector fue aumentando después del incremento de impuestos del 2002, de 3,9 mil millones de libras esterlinas a 4,8 mil millones para el 2005³⁰. UKOOA prevé que la elevación

²⁸ Las cifras de empleo de UKOOA incluyen empleos directos, indirectos e inducidos. Se describe los empleos inducidos como los mantenidos por actividad inducida por empleados petroleros que gastan sus ingresos disponibles en la economía más amplia.

²⁹ Véase UKOOA, *UKCS Economic Estimates*, mayo de 2006.

³⁰ Estas cifras fueron proporcionadas por el Ministerio de Comercio e Industria y sólo refieren a las actividades "corriente arriba" (exploración y producción).

en las cifras de empleo va a continuar debido a la inversión creciente en el sector³¹.

Régimen fiscal de petróleo y gas en Noruega

Noruega genera ingresos fiscales en el sector hidrocarburífero a través de la participación directa del Estado en la exploración, producción y cobro de regalías e impuestos, con mayor preponderancia en regalías.

La empresa noruega de propiedad estatal, Statoil participa directamente en la extracción petrolera y en diversos contratos de riesgo compartido bajo el arreglo del Interés Financiero Estatal Dirigido (*State Directed Financial Interest*, SDFI). El SDFI estipula que el Estado participa en las inversiones y costos de operación, recibiendo el porcentaje correspondiente de ingresos. A través de este mecanismo genera una buena parte de sus ingresos estatales por concepto de hidrocarburos³².

Noruega también cobra regalías a la producción. Normalmente éstas se recogen en petróleo que luego es vendido por Statoil, la misma que se encarga de pagar al Directorado Noruego del Petróleo (Norwegian Petroleum Directorate, NPD). Este sistema de contribución se fue eliminando y, en la actualidad son dos los campos que se adscriben al mismo. Fue así que los ingresos fueron cayendo de manera gradual y para el 2002 las regalías de

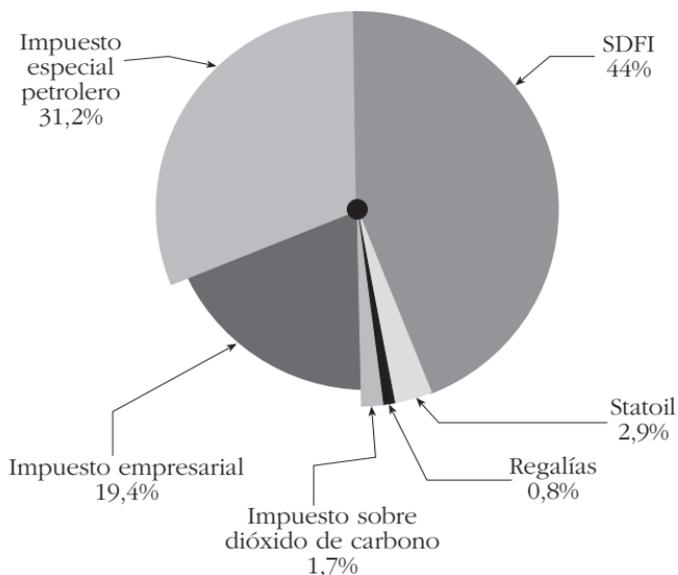
³¹ Véase UKOOA, *UKCS Economic Estimates*, mayo de 2006.

³² Amy Taylor, Chris Severson Baker, Mark Winfield, Dan Woynillowicz y Mary Griffiths, *When the Government is Landlord: Economic Rent, Non-renewable Permanent Funds and Environmental Impacts Related to Oil and Gas Developments in Canada*, *The Pembina Institute*, julio de 2004.

producción cubrirían sólo el 0,8% del ingreso generado por la producción de petróleo y gas³³.

Por tanto, la principal fuente de ingresos de Noruega corresponde a los impuestos. Éstos incluyen un gravamen empresarial de 28% y otro petrolero especial de 50%, además de un nuevo impuesto de dióxido de carbono, que se impone por metro cúbico de gas que se quema. Estas tres contribuciones cubren el 52% de los ingresos generados³⁴.

Gráfico 1
Fuentes de ingreso de la producción
de petróleo y gas
Noruega 2002



Fuente: *The Pembina Institute*³⁵.

³³ *Ibid.*

³⁴ *Ibid.*

³⁵ *Ibid.*

Conclusión

Pueden haber grandes diferencias entre los regímenes fiscales en la industria petrolera y las comparaciones entre ellos son altamente relevantes, aún más para un país en desarrollo como Bolivia que exporta gas como materia prima y obtiene poco beneficio de actividades con mayor valor agregado. Durante mucho tiempo, se ha venido aplicando, en países en desarrollo, un impuesto estándar sobre las ganancias, incluyendo el pago de regalías, además de un impuesto petrolero adicional bastante elevado. Sin embargo, los regímenes fiscales petroleros modernos están cambiando, ya que las empresas buscan conseguir mejores términos³⁶. En este contexto, cada Estado debe asegurar un equilibrio entre los intereses de las empresas y los de su población que busca ganar más ingresos por la extracción de este recurso natural.

³⁶ *Los términos del acuerdo de producción compartida en el proyecto Sakhalin II de petróleo y gas en el lejano oriente ruso es un ejemplo de esto. Véase Ian Rutledge, The Sakhalin II PSA: A production non sharing agreement – an analysis of revenue distribution, Platform, CEE Bankwatch Network, Friends of the Earth, Pacific Environment, WWF, Sakhalin Environment Watch, noviembre de 2004.*

**PANORAMA GENERAL
DEL SECTOR
DEL PETRÓLEO
Y EL GAS EN BOLIVIA**

Importancia económica

Bolivia tiene, después de Venezuela, la segunda reserva de petróleo y gas más grande en América del Sur. Para Bolivia —a diferencia de Venezuela— el gas natural es el recurso más abundante ya que sus reservas son superiores a las del petróleo. Desde la privatización se han descubierto importantes nuevas reservas, entre 1997 y el 2003 éstas han crecido a un ritmo anual promedio de 55,8%³⁷.

Es así que Bolivia supera en cinco veces las reservas de gas natural que necesitaría para cubrir las demandas existentes de consumo doméstico y exportación durante los próximos 20 años y, por tanto, tiene una capacidad sustancial para incrementar sus exportaciones futuras³⁸.

El sector hidrocarburífero boliviano se beneficia por su ubicación en el corazón de América del Sur, aledaño a

³⁷ *Villegas Q., Carlos*, Privatización de la industria petrolera en Bolivia: Trayectoria y efectos tributarios, *CIDES-UMSA, CEDLA, Fobomade, Diakonia, Plural*, 2004.

³⁸ *Economist Intelligence Unit, Bolivia Country Profile*, 2006.

países como Brasil y Argentina que suponen grandes mercados para el gas natural. Además, los gasoductos que conectan a estos dos países con Bolivia hacen que esta región del continente sea atractiva para los inversionistas.

Este sector adquiere una importancia creciente en la economía. En 1998 contribuyó con el 1,91% del Producto Interno Bruto (PIB) nacional. Este porcentaje se incrementa el 2004 llegando al 5,92%³⁹. La tasa de crecimiento de la actividad petrolera (23,76%) también excedió por mucho la tasa de crecimiento del PIB boliviano el 2004 (3,58 %) ⁴⁰.

En los últimos años Bolivia ha incrementado sustancialmente las exportaciones de hidrocarburos. El gas natural es particularmente requerido como alternativa energética más limpia y barata que el petróleo. El país ha establecido un fructífero comercio de exportación con Argentina y Brasil firmando su primer contrato de venta de gas natural con Argentina en 1968. Venta que se hizo efectiva entre 1972 y 1999, para ser reanudada a partir de 2004⁴¹.

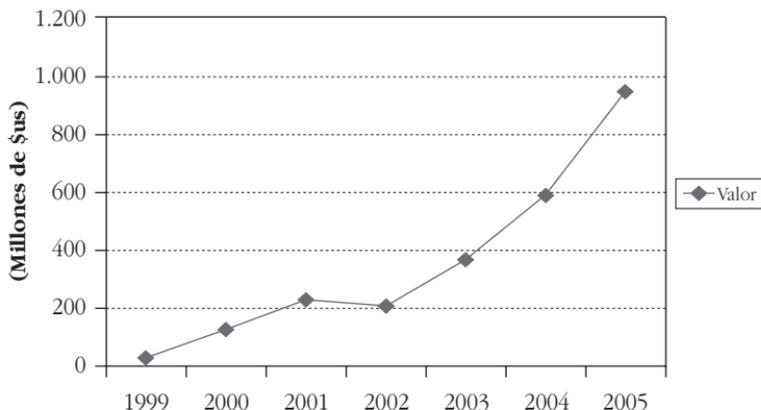
En la actualidad Brasil es el mercado más importante para el gas boliviano. Las negociaciones entre las dos naciones han durado varias décadas, siendo un reto el desarrollo de la infraestructura necesaria para efectivizar el negocio. Estas decisiones se tomaron antes de la privatización y los contratos fueron firmados en 1996.

³⁹ Instituto Nacional de Estadística (INE).

⁴⁰ *Ibid.*

⁴¹ YPFB.

Gráfico 2
Valor de exportaciones de gas natural



Fuente: YPFB.

Como demuestra el gráfico entre 1999 y 2005 las exportaciones totales de gas natural han incrementado su valor en 2.762% y su volumen en 854%.

Si bien hasta el momento Bolivia ha estado vendiendo este recurso a precios muy bajos, actualmente se están negociando incrementos con los gobiernos de Argentina y Brasil. Los costos del gas natural van en subida, vinculados a la tendencia general de aumento de los precios del petróleo, impulsados además por la apremiante demanda de fuentes de energía alternativas al mismo.

Sin embargo, el crecimiento de las exportaciones bolivianas de gas enfrenta aún los desafíos ligados a sus propias características. Por un lado, el gas a diferencia del petróleo no puede venderse directamente desde el pozo o los barcos, por tanto sus precios no están sujetos al mismo sistema de alza. Por el otro, el comercio de gas

tiene un plazo mucho más largo, los contratos de exportación se realizan por 15 ó 20 años, debido a la enorme inversión en infraestructura de gasoductos que se requiere para el traslado del energético hacia mercados de exportación, si es que no se quiere costear la construcción de plantas de licuefacción para su transformación en gas natural licuado (LNG).

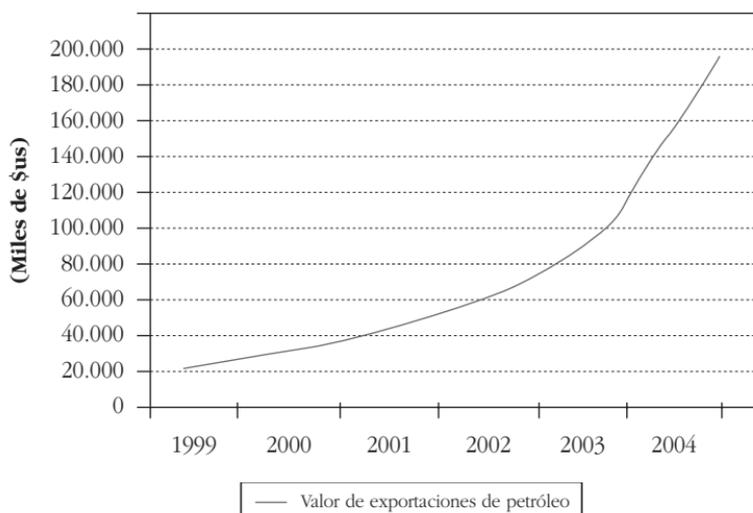
En términos de volúmenes, las exportaciones de petróleo son menores que las de gas, ya que casi todo el petróleo crudo producido en el país es destinado al consumo doméstico. Bolivia produce un petróleo “ligero” con características químicas que no le permiten derivar gran cantidad de diesel. Por tanto, la reducción de exportación de petróleo recibe su contrapeso en importaciones de diesel. Sin embargo, las exportaciones de petróleo están creciendo ya que es un subproducto de la extracción de gas en Bolivia. Los destinos principales de las exportaciones son EE.UU., Brasil y Argentina, con Chile figurando de manera intermitente junto a Paraguay que compra volúmenes reducidos. EE.UU. era el mayor importador de petróleo boliviano en 1999, aunque desde entonces Brasil ha emergido como el mercado de exportación clave.

El Gráfico 3 demuestra que entre 1999 y 2004 el valor de las exportaciones de petróleo ha crecido en 528%, impulsado por la creciente demanda de Brasil. El 2004 las exportaciones de hidrocarburos generaban más de la mitad del total de ingresos por este concepto⁴². A pesar de que los volúmenes de petróleo extraídos son reducidos,

⁴² *Economist Intelligence Unit, Bolivia Country Profile, 2006.*

el Gobierno boliviano gana más de las regalías del petróleo que del gas natural, debido a las diferencias en los precios de ambos.

Gráfico 3
Valor de exportaciones de petróleo



Fuente: YPFB.

Aunque la producción de petróleo y gas está creciendo de manera significativa, Bolivia debe enfrentar algunos retos. Uno de los más importantes es ampliar el mercadeo para el gas. En la actualidad, los únicos mercados para las exportaciones bolivianas son Brasil y Argentina. Incrementar las exportaciones de gas natural depende de la construcción de nuevos gasoductos o plantas de licuefacción para facilitar su transporte hacia mercados lejanos.

Hace algunos años la población se ha opuesto a esto, debido a que tales gasoductos o plantas tendrían que pasar por países con los cuales Bolivia tiene conflictos históricos. Existe, por otro lado, una percepción generalizada de que el Estado no se ha beneficiado de la extracción de sus recursos naturales. Sin embargo, las negociaciones continúan con Venezuela para abastecer de hidrocarburos a Brasil, Argentina y otros países del Cono Sur en el curso de las décadas venideras, además de haberse logrado un acuerdo para incrementar las ventas a Argentina. Y, finalmente se ha firmado un acuerdo para construir un gasoducto con financiamiento venezolano para suministrar gas boliviano a Paraguay y Uruguay.

Entre las principales empresas que operan en Bolivia está la estatal brasilera Petrobras, que incrementó las reservas de gas natural de un 33% el año 2000 a 45% el 2005. Le sigue la petrolera Total Exploration y luego Maxus (Repsol)⁴³. Según las cifras del 2005 las tres empresas dominan el petróleo con Petrobras a la cabeza, seguida de Maxus (Repsol) y Total Exploration⁴⁴. Las empresas británicas BP y BG Group tienen partes más reducidas del mercado. El 2005 la BP poseía 3% de la producción de gas natural y 5% de petróleo, en tanto que la BG Group un 7% de la producción de gas y 8% de petróleo⁴⁵.

⁴³ YPFB.

⁴⁴ *Ibid.*

⁴⁵ *Ibid.*

El impacto del sector en la balanza de pagos de Bolivia

Una presencia significativa de inversión extranjera en un país en desarrollo tiene un impacto notable en la balanza de pagos. En el sector hidrocarburífero, a pesar de que ésta aporta ingresos significativos por exportación, tiende a realizar muchas importaciones y a remitir el grueso de sus ganancias. Esto implica que flujos importantes de capital salgan de Bolivia. Si bien, se han reconocido estas desventajas, existen pocos intentos de cuantificar el impacto de la inversión extranjera en las cuentas nacionales de los países en desarrollo. Es bastante común citar ingresos por exportación como un índice del éxito logrado e ignorar las salidas de capital.

No obstante, es posible evaluar este impacto si se recoge datos sobre exportaciones, importaciones y la remisión de ganancias. Como se ha mencionado, después de la privatización las exportaciones de petróleo y gas boliviano se han incrementado de manera significativa. La tabla que sigue muestra el valor de las exportaciones de petróleo, gas y GLP durante el período de referencia (ver Tabla 1).

El valor total de las exportaciones de hidrocarburos para el país en este período fue de \$us 2.003,96 millones.

La industria intensiva en capital necesita acceder a una variedad de equipos de tecnología de punta, es así que las empresas petroleras importan buena parte de la maquinaria que utilizan. Si bien no se logró obtener estos datos completos, el INE proporcionó cifras respecto a las importaciones de algunos insumos utilizados por la actividad hidrocarburífera, aunque sólo sean datos limitados para los años 2001 a 2005 (ver Tabla 2).

Tabla 1
Ingresos por exportaciones, en dólares americanos
(1999-2004)

	Volumen de petróleo en miles de barriles	Valor de petróleo en millones de dólares	Volumen de gas en MMPC	Valor de gas en millones de \$US	Volumen de GLP en toneladas métricas	Valor de GLP en millones de dólares
1999	1.730	27,5	36.676	33,5	18.330,2	2,79
2000	1.200	36,4	74.829	120,4	24.227,5	5,71
2001	1.605	47,3	131.463	227,5	20.063,8	5,06
2002	2.546	65,2	136.607	209,7		
2003	2.907	95,8	181.286	363,2		
2004	3.828	172,5	279.597 (p)	591,4		
Total		444,7		1.545,7		13,56

Fuente: YPFB y Banco Central de Bolivia.

Tabla 2
Valor de importaciones, en dólares americanos (2001-2005)

	2001	2002	2003	2004	2005
Cañerías y tubos para ductos	26.493.767		16.828.331	14.679.506	18.547.761
Maquinaria y herramientas para perforación	4.956.341		10.536.509	9.109.486	6.034.888
Productos de fierro y acero		127.282.743			
Total	31.450.108	127.282.743	27.364.840	23.788.992	24.582.649

Fuente: INE.

El total de las importaciones para este período fue de \$us 234.469.332. Esto es probablemente mucho menos que el total real, debido a que no se logró incluir varios grupos de productos, además de que esta estimación sólo cubre cinco años.

Por otro lado, la repatriación de ganancias es una desventaja de la inversión extranjera, pues contribuye a la fuga de capitales desde los países en desarrollo. Podemos estimar el total de ganancias remitidas anualmente por la actividad petrolera: por concepto de exploración y explotación de hidrocarburos o *upstream*, y refinación, industrialización, transporte y almacenaje o *downstream* utilizando datos del Servicio de Impuestos Nacionales (SIN) (ver Tabla 3).

Utilizando estas estimaciones anuales, la ganancia total repatriada por las petroleras desde Bolivia fue de \$us 462.492.048. Un promedio de \$us 77 millones por año⁴⁶ en el lapso referencial.

Tomando en cuenta entradas (\$us 20.003,96 millones) y salidas (\$us 234,47 y \$us 462,49), el beneficio real para la balanza de pagos boliviana, actualmente, es de \$us 1.307 millones.

Estos hallazgos ayudan a poner en perspectiva el beneficio real del sector de hidrocarburos para la cuenta nacional boliviana. Sin embargo, estos cálculos no serán

⁴⁶ Vale la pena notar que estas cifras concuerdan con las del Banco Mundial sobre las ganancias repatriadas desde Bolivia. Éstas muestran un total de \$us 1.181 millones remitidos en este período. Es probable—dada la cantidad de inversión extranjera en el sector petrolero— que entre 40 y 50% de estas ganancias provengan del sector hidrocarburífero. Se espera ver entre \$us 470 y 590 millones de ganancias repatriadas, desde que las empresas petroleras comenzaron a operar en el país. Por tanto nuestra estimación de \$us 462,492,048 es razonablemente sólida.

Tabla 3
Remisión de ganancias del sector de hidrocarburos en Bolivia,
en bolivianos y dólares americanos (1999-2004)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Impuesto sobre remesas (bolivianos)	25.464.745	35.144.644	54.902.943	45.786.453	100.764.433	165.457.815
Impuesto sobre remesas (dólares)	4.244.124	5.491.351	8.038.498	6.104.860	13.120.369	20.812.304
Remesas (dólares)	33.952.992	43.930.808	64.307.984	48.838.880	104.962.952	166.498.432

Fuente: SIN; Banco Central de Bolivia para tasa de cambio promedio anual.

considerados en el análisis de costos y beneficios que se presentará luego en este informe. El razonamiento se centrará en la contribución e impacto real de la inversión extranjera en la economía boliviana, los beneficios económicos directos para los trabajadores y el Tesoro General de la Nación, así como los costos en subsidios que paga el gobierno.

Aunque muchas veces se clasifica la remisión de ganancias como un “costo” de la inversión extranjera directa —porque implica dinero que sale de los países en desarrollo— según nuestra metodología no podemos clasificarlo como un costo directo ni como un ingreso renunciado por el gobierno, los trabajadores o empresas locales. Lo que sí representa es una especie de costo de oportunidad para el país. Bolivia tiene un fuerte interés por retener tanto dinero como se pueda en sus Bancos. Como es típico en todo país en desarrollo, la tasa de ahorro en Bolivia es muy baja, por tanto los niveles elevados (y en crecimiento) de repatriación de ganancias empeoran la capacidad boliviana de incrementar las reservas bancarias que deberían proporcionar inversión y capital de trabajo para las empresas locales.

Hidrocarburos y pobreza

Los niveles de pobreza en Bolivia son extremadamente altos, siendo el país más necesitado en América del Sur. El PIB per cápita de Bolivia para el 2004 fue de \$us 974, mientras Perú registraba un \$us 2.483 y Brasil \$us 3.375⁴⁷. De 9,2 millones de población boliviana, 63%

⁴⁷ *Economist Intelligence Unit, Bolivia Country Profile, 2006.*

vive en la pobreza⁴⁸. Estos niveles son mucho más elevados en áreas rurales, alcanzando a un 91% de la población⁴⁹. Bolivia también está marcada por una significativa diversidad étnica y desigualdad de ingresos.

La población rural, en su mayoría indígena, depende en gran parte de la agricultura en pequeña escala. Esta actividad ocupa el 60% de la fuerza laboral boliviana, fundamentalmente en actividades de bajo valor agregado, en pequeñas granjas ubicadas en las tierras altas y los valles. Sectores más dinámicos, como la manufactura y la agricultura industrial están concentrados en tierras bajas del país. En tanto que la actividad hidrocarburífera emplea una pequeña fracción de la fuerza laboral. Sin embargo, ambos hacen una contribución elevada al PIB y las exportaciones del país⁵⁰.

En Bolivia existen cuatro departamentos con reservas significativas de petróleo y gas: Tarija, Santa Cruz, Cochabamba y Chuquisaca. En 1999 el departamento con mayores expectativas para la actividad hidrocarburífera era Santa Cruz, para el 2005 Tarija experimentó un repunte gracias a las nuevas operaciones en los campos de Sábalo, San Alberto y Margarita. Este departamento encabeza ahora la producción petrolera⁵¹. En la siguiente tabla se observan los porcentajes de la población con necesidades

⁴⁸ *Cifras del Banco Mundial para 2004, con referencia a la línea nacional de pobreza.*

⁴⁹ *García H., Álvaro, The Social Dimensions of Globalization in Latin America: Lessons from Bolivia and Chile, OIT Documento de Trabajo No. 23, mayo de 2004.*

⁵⁰ *Para un comentario más amplio sobre la economía boliviana y la situación de los pobres véase Stephen Klasen, Macroeconomic Policy and Pro-Poor Growth in Bolivia, Ibero-America Institute for Economic Research, junio de 2006.*

⁵¹ *YPFB.*

básicas insatisfechas, destacando los departamentos de producción de petróleo y gas.

Tabla 4
Porcentaje de la población
con necesidades básicas
insatisfechas

Departamento	2001
Potosí	79,1
Beni	76,0
Pando	72,4
Chuquisaca	70,0
Oruro	67,8
La Paz	66,2
Cochabamba	55,0
Tarija	50,8
Santa Cruz	38,0

Fuente: INE-UDAPE (2002).

En seis de los nueve departamentos de Bolivia, más del 66% de la población no puede satisfacer siquiera sus necesidades básicas. Santa Cruz, Tarija y Cochabamba son los tres departamentos menos pobres. De los cuatro departamentos con reservas significativas de hidrocarburos, Chuquisaca es el que sufre más carencias. Dada la situación de pobreza y desigualdad, es imperativo para el Gobierno central asegurar que los ingresos provenientes de los hidrocarburos no se concentren en los departamentos productores, sino que se inviertan en beneficio de las comunidades predominantemente pobres.

El acceso de los bolivianos a los carburantes

Aunque Bolivia es un país rico en energía hidrocarbúfera, no alcanza a cubrir sus propias necesidades a bajo precio. Este recurso es casi inaccesible para las comunidades pobres.

Muchas veces los países en desarrollo exportan el petróleo como crudo y no tienen la capacidad de refinarlo para la venta local. Entonces, a pesar de poseer este recurso, se ven obligados a importar sus carburantes. El caso boliviano es diferente, debido a que cuenta con dos refinerías a través de las cuales se vende la mayor parte de su petróleo en el mercado interno. Sin embargo, debe importar diesel porque el petróleo boliviano no puede producirlo. El Gas Licuado de Petróleo (GLP) es otro producto clave, ya que es utilizado por la mayoría de la población para el uso doméstico. Dado que muy pocos hogares disponen de una red de distribución de gas por cañerías, las familias tienen que comprar GLP engarrafado.

El costo de los carburantes es de gran preocupación para los bolivianos, ya que éste se fija según los precios internacionales, sin guardar ninguna relación con los costos locales de producción, refinamiento o engarrafado. El precio final de los carburantes vendidos en Bolivia se fija según el precio internacional, los márgenes de ganancia involucrados en la cadena de suministro y el Impuesto Especial sobre consumo de Hidrocarburos (IEHD), introducido con la privatización del sector.

Es así que los hidrocarburos resultan bastante costosos en Bolivia, y ante la incapacidad de los consumidores de pagar precios elevados, un cuerpo regulatorio

establece un techo para los precios al consumidor y el Estado boliviano tiene que pagar un subsidio.

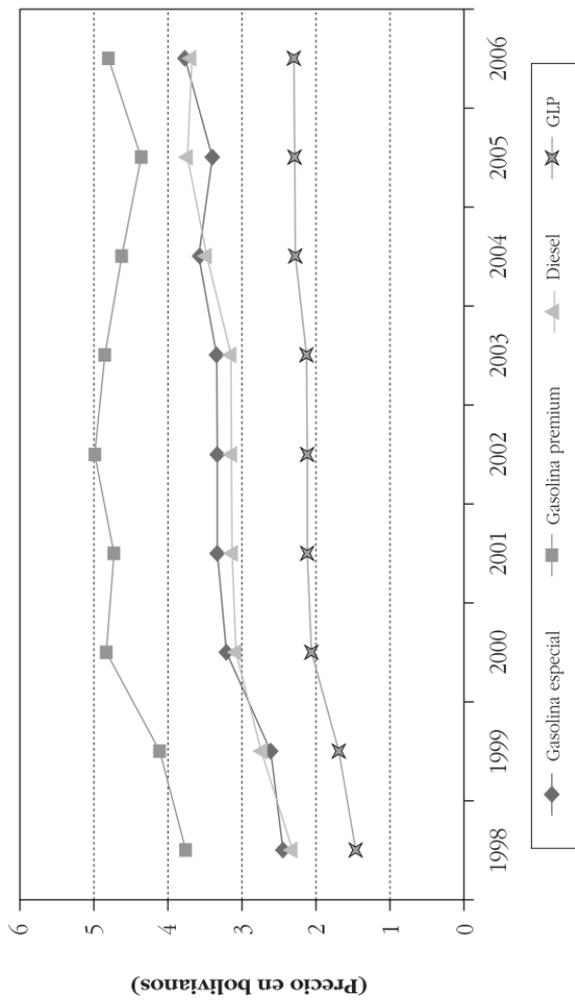
Con la aplicación de esta política hidrocarburífera, el gobierno se asegura que las empresas alcancen las ganancias esperadas en el mercado interno. Por otra parte, proporciona un subsidio para asegurar que los consumidores no paguen más del precio máximo establecido.

Hasta el año 2000, se fijaba el precio final al usuario y el impuesto sobre el consumo por separado. Fue así que, si los precios internacionales subían o bajaban, era el gobierno quien asumía deudas con las empresas, mismas que cancelaba de manera progresiva. A partir de ese año, esto fue cambiado y el Estado dejó de asumir deudas frente a las empresas, ajustando el nivel del IEHD para garantizar que el precio de los carburantes no excediera el techo acordado para los consumidores.

Siendo que los intereses empresariales y los de los consumidores bolivianos están directamente opuestos, el Estado está obligado a pagar por esta contradicción. Este estudio cuantifica los costos del subsidio sobre carburantes como causa de la política de privatización.

Como muestra el Gráfico 4, los precios de los carburantes en Bolivia van subiendo. Entre 1998 y 2006 el diesel sufrió un incremento de 58% y el GLP de 56%. Para contrarrestar el constante ascenso, el gobierno congeló los precios de estos productos durante tres años, sin embargo, éstos siguen sujetos a las variaciones internacionales en los costos de energía. El Estado tiene una capacidad limitada para cubrir subsidios y, en ocasiones, le es imposible evitar una subida en los costos de los carburantes.

Gráfico 4
Precios de carburantes en el mercado interno



Fuente: Superintendencia de Hidrocarburos.
 (Precios de gasolina y diesel por litro y por kilo para GLP)

Alza que afecta sobretodo a los más pobres ocasionando disturbios civiles.

Otro tema que preocupa a Bolivia es el abastecimiento de carburantes. Después de la privatización se ha pasado por varios períodos de escasez en el mercado local. En junio de 2005 se informó sobre el cierre de oleoductos y gasoductos hacia la ciudad de La Paz, obstaculizando la entrega de gas natural, diesel y gasolina a la sede de gobierno, El Alto y áreas circundantes⁵².

En septiembre del mismo año la producción de GLP fue insuficiente para la demanda del mercado interno y el carburante escaseó durante varias semanas. En este caso las respuestas de las empresas fueron vagas, Repsol declaró a la prensa que: “es imposible producir más de lo que actualmente hacemos porque no estamos en condiciones para hacerlo”⁵³. Para los bolivianos los períodos de escasez de carburantes guardan una estrecha relación con etapas de disturbios y cambios políticos.

⁵² *La Prensa*, “Cierre de válvulas deja sin ningún carburante a La Paz”, 9 de junio de 2005.

⁵³ *La Prensa*, “Repsol no subirá la producción de GLP, las refinerías analizan”, 12 de octubre de 2005.

**PRIVATIZANDO
EL SECTOR
DE PETRÓLEO Y GAS
EN BOLIVIA**

YPFB antes de la privatización

Bolivia inició sus primeras exploraciones de petróleo y gas a fines del siglo XIX en los departamentos de Cochabamba, Tarija y Santa Cruz. En 1922 la Standard Oil Company de Nueva Jersey se involucró en la perforación, hasta que en 1936 el gobierno boliviano canceló su concesión. En el mismo período, el Estado creó la empresa petrolera Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), con la finalidad de administrar las reservas petrolíferas. Durante 60 años, hasta la privatización en 1996, YPFB fue un pilar fundamental de la economía boliviana.

Las actividades de YPFB abarcaban la exploración y la producción de gas natural, petróleo y GLP, además de refinamiento, transporte, almacenamiento, distribución y exportación. Donde fuera necesario, la estatal petrolera hacía contratos con empresas extranjeras para proporcionar servicios técnicos.

Siendo YPFB la principal empresa productiva en Bolivia, generaba recursos importantes para el Tesoro General de la Nación. Cuando el país ingresó en un período

de crisis financiera e hiperinflación (agudizada entre 1983 y 1985) se estableció que YPFB transfiriese el 65% de sus ingresos al fisco. Entre 1985 y 1996 las contribuciones de la empresa constituyeron la principal fuente de recursos para el Estado⁵⁴.

Esta medida temporal trajo consecuencias negativas para YPFB, ya que ésta se encontraba con las manos atadas. No podía utilizar sus capitales para reinvertir en exploración, incrementar su producción o mejorar el transporte y la distribución de petróleo y gas hacia nuevos mercados, encontrándose en desventaja frente a las empresas transnacionales.

Fue así que durante los años previos a la privatización, la estatal petrolera fue calificada como una empresa ineficiente. Sin embargo, es necesario recalcar que los problemas surgidos a fines de la década de los '80 y principios de los '90 se relacionaron con la crisis financiera del país y la necesidad de apoyar al presupuesto nacional.

Preparando la privatización

Se promulgó la Ley de Capitalización en Bolivia como parte de las reformas de ajuste estructural impuestas y condicionadas por los organismos multilaterales. Antes de que fueran privatizadas las principales empresas estatales durante el primer gobierno de Gonzalo Sánchez de Lozada, una variedad de empresas estatales más pequeñas (hoteles, empresas lecheras,

⁵⁴ *Alrededor de \$us 3,8 mil millones fueron transferidos al Tesoro entre 1985 y 1996. Véase Villegas Q., Carlos, Privatización de la industria petrolera en Bolivia: Trayectoria y efectos tributarios, CIDES-UMSA, CEDLA, Fobomade, Diakonia, Plural, 2004.*

entre otras) habían sido privatizadas por el anterior gobierno de Jaime Paz Zamora. Eran los días en que una ola de privatizaciones barría toda América Latina, de la cual Bolivia no quedó exenta.

Una de las razones centrales que se manejaron para implementar la privatización en el país fue que las empresas de propiedad estatal eran ineficientes y representaban una carga significativa para el presupuesto estatal⁵⁵. Con frecuencia se presentaba a YPF B como una empresa al borde de la quiebra que sólo producía pérdidas⁵⁶. Sin embargo, más allá de las acusaciones sobre su ineficiencia, estaba claro que cualquier problema que tuviera la estatal petrolera se vinculaba a la demanda de un TGN crónicamente desesperado por efectivo. *The Economist* describió a YPF B como una empresa “con un firme balance positivo” y cuestionó los méritos de la reforma, porque el Tesoro iba a perder una fuente mayor de ingresos⁵⁷.

Sin embargo, el Banco Mundial (BM) consideró que era necesario “mejorar la eficiencia de empresas públicas monopolistas” y de “desatar el potencial productivo y de exportación” del sector de hidrocarburos⁵⁸. Fue así que se diseñó la desregulación y la reestructuración del sector, haciéndolo atractivo para los inversionistas potenciales. Se propuso una nueva ley de hidrocarburos que iba a proporcionar “términos fiscales internacionalmente

⁵⁵ *Presencia*, “No a la expropiación de empresas estatales”, 26 de marzo de 1995.

⁵⁶ *Última Hora*, “Hay opciones a la capitalización de YPF B”, 5 de febrero de 1996.

⁵⁷ *The Economist*, “Bolivia: share out”, 26 de marzo de 1994.

⁵⁸ *Banco Mundial*, Bolivia Structural Reforms, Fiscal Impacts and Economic Growth, *Informe No. 13067-BO*, octubre de 1994.

competitivos”⁵⁹. Se asumía que estas medidas iban a atraer más inversión, además de ampliar la contribución de este sector a la economía nacional.

El BM y el FMI siguieron muy de cerca los preparativos del proceso de privatización. El BM proporcionó la mayor parte de los préstamos para facilitar las reformas y evaluaba su avance en cada paso⁶⁰. El año 1996 hubo retrasos en el cronograma privatizador, una de las razones fue que el proceso atraía demasiado la atención pública. Entonces el FMI concluyó en que Bolivia estaba incumpliendo los acuerdos y suspendió los desembolsos previstos bajo la Facilidad Mejorada de Ajuste Estructural (*Enhanced Structural Adjustment Facility*, ESAF)⁶¹. De manera similar el BM congeló los desembolsos destinados al apoyo a la balanza de pagos de Bolivia.

Si bien es cierto que la privatización fue una medida impuesta, no cabe duda que Sánchez de Lozada nunca se opuso a ella, al contrario dio la más cálida bienvenida a estas reformas. Se creó un Ministerio de Capitalización para manejar el proceso y no hubo quejas del gobierno boliviano de turno (aunque no se puede decir lo mismo de los partidos políticos de oposición). El gobierno estaba convencido de que la privatización iba a traer consigo inversión, tecnología y un aumento significativo en la producción, lo que aseguraría el cumplimiento del nuevo contrato de venta de gas a Brasil.

⁵⁹ ESMAP, *Bolivia: Preparation of capitalization of the hydrocarbon sector*, Tomo 1, Informe No. 191/96, 1996.

⁶⁰ Opinión, “Capitalización marcha según lo previsto dice el Banco Mundial”, 16 de febrero de 1996.

⁶¹ Última Hora, “Gobierno: aún no son necesarios los desembolsos del Banco Mundial”, 26 de octubre de 1996.

Aunque el gobierno boliviano afirmaba que la privatización era el mejor camino, el pueblo no estaba muy convencido de ello. La privatización en Bolivia fue presentada como “capitalización” y promovida como un modelo innovador “*algo totalmente nuevo en el mundo, algo en que Bolivia iba a tomar la delantera y otros países iban a seguir*”⁶². El nuevo modelo proponía que las empresas estatales de Bolivia (hidrocarburos, electricidad, ferrocarriles, telecomunicaciones y aviación) serían divididas en dos partes. La primera pasaría a manos de las empresas extranjeras con el 50% de las acciones, quienes luego obtendrían el control de la dirección. Y la otra, con el 50% restante que sería depositada en un fondo de capitalización. Estas acciones deberían ser invertidas y utilizadas para proporcionar dividendos a los bolivianos jubilados. El gobierno y los medios de comunicación se encargaron de difundir los beneficios de la privatización.

*“El gobierno nos dijo que en vez de un YPFB, íbamos a tener 2 ó 3 más, y que la privatización iba a crear al menos 100.000 empleos. Nos aseguraban que Bolivia iban a seguir al mando pero íbamos a tener nuevos socios que traerían consigo millones de dólares y nueva tecnología”*⁶³.

A pesar de que el proceso de capitalización estuvo refrendado por un discurso mediático, provocó un

⁶² Entrevista con Jorge Téllez, ex funcionario de YPFB y ex director de ventas de SIRESE (Sistema de Regulación Sectorial), La Paz, 13 de septiembre de 2006.

⁶³ *Ibid.*

enorme debate nacional, sobre todo con la privatización de los hidrocarburos, por considerarse a éstos un recurso estratégico para el país. Los trabajadores, empleados públicos, universitarios, la Confederación Sindical Única de Trabajadores Campesinos de Bolivia (CSUTCB) y otras organizaciones sindicales, además de algunos partidos de oposición se movilizaron en contra de esta política⁶⁴. La Central Obrera Bolivia (COB) organizó marchas de protesta⁶⁵ y algunos trabajadores de YPFB entraron en huelga de hambre, en tanto que los empresarios apoyaban las medidas⁶⁶. La privatización de YPFB resultó ser la más difícil y aunque fue postergada varias veces, terminó por aplicarse en diciembre 1996. Y en 1997 las empresas petroleras extranjeras iniciaron sus operaciones.

La privatización requería un nuevo conjunto de leyes para apoyar el nuevo marco. El anterior gobierno ya había promulgado la Ley de Inversiones a favor del capital extranjero⁶⁷, a través de la cual, los inversionistas extranjeros iban a recibir el mismo trato que los nacionales, operando bajo las mismas condiciones, sin restricciones específicas ni metas o estándares de ejecución. El movimiento libre de capitales también estaba consagrado en esta ley, no había restricciones sobre la salida de capitales del país.

⁶⁴ *Primera Plana*, "Frente amplio contra la privatización", 3 de marzo de 1996.

⁶⁵ *Los Tiempos*, "Movilización de trabajadores criticó política de Gobierno", 2 de marzo de 1996.

⁶⁶ *El Mundo*, "Empresarios cruceños a favor de capitalización", 21 de marzo de 1996.

⁶⁷ *Ley de Inversiones* (No. 1182), 17 de septiembre de 1990.

La venta de YPFB

YPFB fue dividida en tres empresas: Chaco, Andina y Transredes, las que posteriormente se vendieron a empresas extranjeras. Los tecnócratas del gobierno explicaron que la esencia de la “capitalización” en Bolivia, a diferencia de la privatización, era que sólo el 50% de las acciones pasaban a manos de los inversionistas privados. Bajo este criterio, Bolivia retendría un interés directo de las ganancias de dichas empresas.

En tanto que el restante 50% sería transferido a un fondo de capitalización. Los dividendos de las capitalizadas serían invertidos y administrados como fondos de pensiones en beneficio de todos los bolivianos que al 31 de diciembre de 1995 habían cumplido 21 años o más.

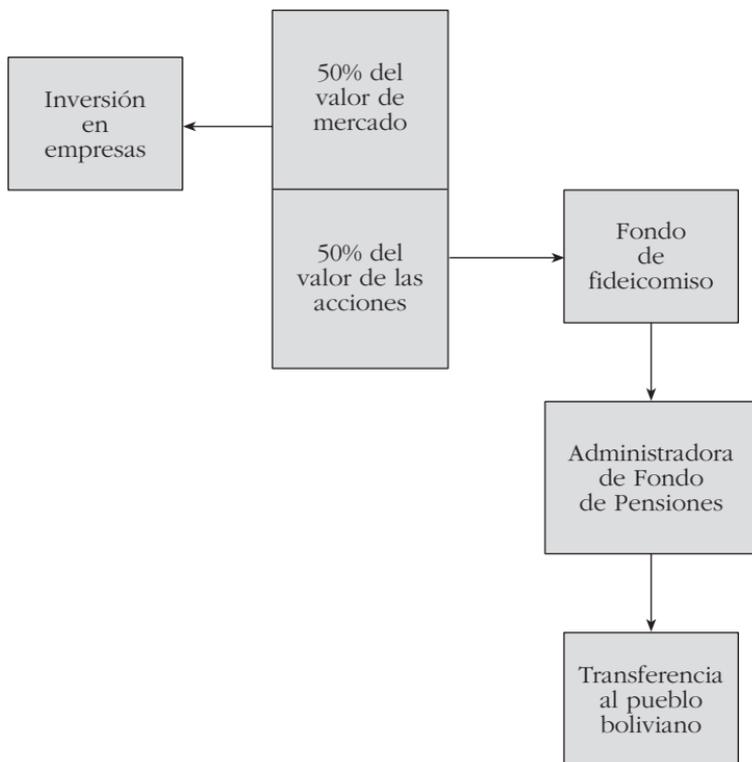
Lo interesante del negocio fue que los inversionistas no estaban obligados a pagar ese 50% del valor de mercado de la empresa al Tesoro boliviano, sino que se les permitió utilizar esas sumas como inversiones en la exploración y producción petrolera. El diagrama que sigue ilustra estos aspectos de la venta (ver Diagrama).

El valor por el que se vendieron los activos de YPFB a las tres empresas fue tema de mucho debate en Bolivia. Existía un consenso popular de que la empresa había sido vendida “a precio de gallina muerta⁶⁸”, tanto desde la perspectiva de las reservas que había demostrado, como por las reservas potenciales y las oportunidades de mercado en la región⁶⁹. De hecho, había una

⁶⁸ *Primera Plana*, “Gobierno asegura que críticas a plan de capitalización caerán por su propio peso”, 22 de junio de 1995.

⁶⁹ *El Diario*, “Plantea capitalización solo algunas áreas de YPFB”, 20 de junio de 1995.

Diagrama sobre el proceso de “capitalización”



desconfianza generalizada en Bolivia con referencia al manejo de este tema por parte del gobierno.

A pesar de ello, los inversionistas “compraban” su 50% de las tres nuevas empresas creadas por YPFB en los precios citados en la Tabla 5⁷⁰.

⁷⁰ Villegas Q., Carlos, Privatización de la industria petrolera en Bolivia: Trayectoria y efectos tributarios, CIDES-UMSA, CEDLA, Fobomade, Diakonia, Plural, 2004.

Tabla 5
El valor de YPFB, en dólares americanos

Empresa	Inversionista	Valor de activos
Empresa Petrolera Chaco	Amoco EE.UU. (Después absorbido por BP)	306.667.001
Empresa Petrolera Andina	YPF-Pérez – Pluspetrol Argentina (Después absorbido por Repsol)	364.777.021
Transredes (transporte)	Enron – Shell EE.UU – Países Bajos	263.500.000
Total		834.944.022

Fuente: Villegas Q., Carlos. Privatización de la industria petrolera en Bolivia: Trayectoria y efectos tributarios, CIDES-UMSA, CEDLA, Fobomade, Diakontá, Plural, 2004.

Es imposible establecer en qué medida el precio de YPF fue subvalorado. Sin embargo, la privatización de la petrolera estatal argentina YPF, que empezó en junio de 1993 y concluyó con la venta a Repsol en 1999, muestra resultados muy diferentes. El Estado argentino recibió en 1993 \$us 3,04 mil millones y \$us 15,4 mil millones en 1999⁷¹.

Los términos del negocio entre el gobierno boliviano y los inversionistas no tenían ventajas notables para Bolivia porque nunca se requirió que las empresas pagaran por los activos que estaban recibiendo. Las empresas obtenían control completo de la dirección y, aunque eran obligadas a pagar 50% de sus ganancias al fondo de capitalización, tenían la libertad de decidir qué nivel de ganancias iban a reinvertir y qué nivel sería declarado como dividendos cada año. No sorprende que un gobierno venda activos estatales a un bajo costo, lo que llama la atención es que el Tesoro no reciba pago alguno, sobre todo tratándose de una petrolera estatal.

El manejo del sector

Como se necesitaba de un nuevo marco institucional para implementar la privatización —uno que defina las reglas para inversionistas privados y especifique el rol del Estado como regulador— en octubre de 1994 una ley estableció las instituciones reguladoras que supervisarían las actividades en cada sector privatizado. Para el sector petrolero se creó el Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE)⁷² que regularía las actividades *downstream* y el suministro de carburantes para el mercado interno.

⁷¹ Véase la base de datos del Banco Mundial sobre privatización.

⁷² Ley No. 1600 del 28 de octubre de 1994.

En abril de 1996 se promulgó la Ley de Hidrocarburos que estableció un marco general para exploración y producción, con un método de clasificación y manejo de concesiones, contratos y sistemas de regulación para el sector⁷³. Estipuló que YPFB sólo podía participar en la exploración y extracción a través de la firma de contratos de concesión con las empresas, prohibiendo así expresamente un rol activo del Estado en la producción. Así YPFB fue perdiendo la capacidad para desarrollar la actividad petrolera.

Los contratos de concesión firmados con las empresas extranjeras determinaban que éstas eran libres de extraer, transportar, refinar y vender hidrocarburos, a la vez que estipulaban las regalías e impuestos que pagarían al gobierno boliviano. Para operar en Bolivia las empresas simplemente tenían que registrarse con el regulador.

Uno de los temas más controversiales después de la creación de esta nueva ley fue la clasificación de campos de petróleo y gas en Bolivia, definidos como “existentes” o “nuevos”. Esta clasificación se encontraba fuera de la terminología técnica acostumbrada en el sector hidrocarbúfero, la misma que se refiere a reservas comprobadas, probables y potenciales. En junio de 1996 se hizo algunos ajustes a la Ley de Hidrocarburos de abril, estipulando que para ser clasificadas como “existentes”, las reservas tenían que ser oficialmente certificadas. La certificación es un procedimiento que debe ser realizado por una de las empresas especializadas en el mundo, un servicio por el cual Bolivia pagó un costo elevado.

⁷³ *Ley de Hidrocarburos (No. 1689), 30 de abril de 1996.*

Muchas veces se ha asegurado que las reservas descubiertas por YPFB eran mayores que las reservas clasificadas como “existentes” en el momento de la privatización⁷⁴.

Este es un tema que nunca se ha resuelto a cabalidad. Oficialmente se ha señalado que las reservas certificadas de YPFB en el momento de la privatización fueron de 5,69 TCF⁷⁵. Lo que queda claro es que se creó esta clasificación para ofrecer un incentivo adicional a los inversionistas, además de fomentar la exploración y desarrollo de reservas nuevas. Se esperaba que, rebajando significativamente el nivel de regalías sobre reservas nuevas, se conseguiría atraer mayores inversiones, con un impacto favorable para los ingresos estatales a futuro.

El año 2002 sólo 3% de las reservas bolivianas eran clasificadas como “existentes” y la mayor parte de la producción clasificaba bajo un régimen fiscal mucho más favorable para las empresas⁷⁶.

El manejo privado de la industria petrolera se hizo realidad en abril de 1997 cuando las primeras dos empresas privatizadas, Chaco S.A. y Andina S.A., iniciaron sus operaciones. YPFB ya no era un operadora y quedaba limitada a supervisar y administrar contratos con los inversionistas.

Posteriormente, el gobierno boliviano firmó contratos de concesión con una serie de empresas petroleras, la

⁷⁴ Véase Mariaca, Enrique, “Evolución de la política energética en el país y el rol de YPFB” en Fobomade, Política de Hidrocarburos en Bolivia y observaciones al proyecto de venta de gas a México-Estados Unidos, agosto de 2002.

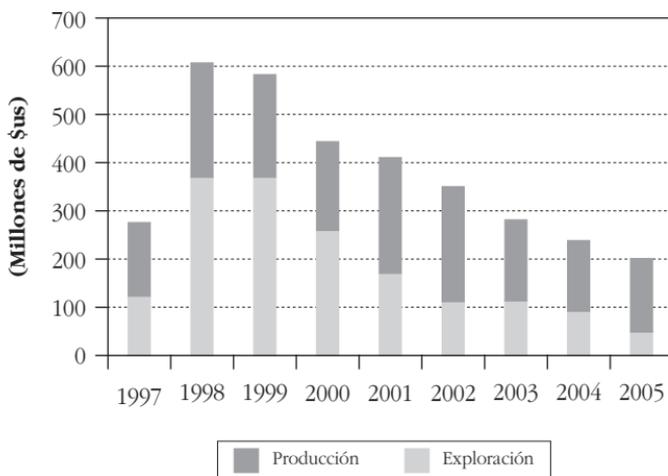
⁷⁵ Poveda A., Pablo y Rodríguez, Álvaro, El Gas de los Monopolios: Análisis de la política de hidrocarburos en Bolivia, CEDLA, agosto de 2006.

⁷⁶ YPFB, Informe Mensual, diciembre de 2002.

mayoría de las cuales continúan operando en Bolivia en actividades de exploración, produciendo reservas nuevas.

Antes de la privatización YPFB hacía grandes transferencias al Tesoro boliviano y sus niveles de inversión eran constreñidos. Aunque, aún realizaba algunas inversiones, con un promedio de alrededor de \$us 102 millones por año, entre 1990 y 1996⁷⁷. Después de la privatización del sector, los niveles de inversión subieron significativamente, llegando a un promedio anual de \$us 374 millones, durante nueve años.

Gráfico 5
Inversión extranjera en la exploración
y producción de petróleo y gas



Fuente: YPFB.

⁷⁷ Villegas Q., Carlos, Privatización de la industria petrolera en Bolivia: Trayectoria y efectos tributarios, CIDES-UMSA, CEDLA, Fobomade, Diakonia, Plural, 2004.

La inversión ha decaído de manera constante a partir del 2000. Es probable que esto se deba a una combinación de factores, entre ellos la falta de expansión de mercados de exportación para gas natural. Y en particular, debido al fracaso del proyecto LNG que iba a permitir exportación a los EE.UU. y México. A esto se añade, la incertidumbre en el régimen de impuestos y el manejo del sector.

El nuevo régimen fiscal para petróleo y gas en Bolivia

Bolivia opera en un régimen fiscal de regalías e impuestos para su sector de hidrocarburos. Antes de la privatización, YPFB pagaba el 31% del valor de su producción como regalías al Tesoro boliviano. Sin embargo, como era una empresa estatal, el Tesoro podía fijar un valor superior a ese. Solicitando, además, un monto basado en las ganancias superiores a las normales.

Durante la crisis económica boliviana en los años ochenta, esta transferencia de YPFB fue necesaria para sostener el Tesoro. Entre 1985 y 1996, el Estado recibía el equivalente a 65% de los recursos de YPFB, y entre 1990 y 1996, la transferencia anual promedio al Tesoro fue de \$us 366 millones⁷⁸. Las empresas privadas activas en Bolivia antes de la privatización que trabajaron en sociedad con YPFB— eran sujetas a una regalía de 50% sobre el valor de su producción y un impuesto empresarial de 40%.

⁷⁸ Poveda A., Pablo y Rodríguez, Álvaro, *El Gas de los Monopolios: Análisis de la política de hidrocarburos en Bolivia, CEDLA, agosto de 2006. Este monto incluye impuestos sobre ventas.*

El régimen de regalías e impuestos para el sector de hidrocarburos fue revisado por el gobierno de Sánchez de Lozada al implementar la privatización. El elemento más importante del nuevo régimen fue la clasificación de las reservas como existentes o nuevas. Se definió las reservas existentes como las que ya estaban en producción el 30 de abril 1996. Reservas clasificadas como ‘nuevas’ eran sujetas a impuestos mucho más bajos que las reservas existentes.

Regalías

El sistema de pago de regalías vigente durante el período central para este estudio —desde 1996 hasta la promulgación de una nueva Ley de Hidrocarburos (3058) en mayo de 2005— fue organizado como se ven en la Tabla 6⁷⁹.

Esto muestra con claridad que después de la privatización, el gobierno boliviano recibía 32% menos en regalías, si las reservas bajo explotación eran clasificadas como nuevas. Como ya se anotó líneas arriba, el motivo principal de esta reducción en las regalías era el hacer de Bolivia un país atractivo para los inversionistas extranjeros, dada la necesidad de incrementar su producción.

“Esto era parte de la estrategia del gobierno de Sánchez de Lozada, sólo lo veía como una zañahoria generosa para las empresas⁸⁰”.

⁷⁹ En Bolivia, el sistema de regalías se conoce como “regalías y participaciones”. Esto es porque bajo el sistema boliviano, “regalías” pasan al departamento donde se realiza la producción, y “participaciones” son pagadas al Tesoro o a cuentas nacionales de YPF. Todos estos pagos en su conjunto pueden ser considerados como el pago total de regalías sobre la producción de petróleo y gas.

⁸⁰ Entrevista con Humberto Vacaflor Ganan, periodista, 13 de septiembre de 2006.

Tabla 6
Tasas de regalías en Bolivia, abril de 1996 a mayo de 2005

Reservas existentes de petróleo y gas	Porcentaje de producción
Regalía departamental	
– pagada al departamento donde se realiza la producción	11%
Pago de regalía nacional compensatoria	
– pagado a Beni y Pando, los departamentos más pobres, que tampoco producen hidrocarburos	1%
Pago de regalía nacional compensatoria	
– pagada al Tesoro Nacional	13%
Pago de participación	
– pagada al Tesoro Nacional	19%
Pago de participación a YPFB	
– cubre el presupuesto administrativo de YPFB, con el resto siendo pagado al Tesoro Nacional	6%
Total	50%

(Continúa en la página siguiente)

Tabla 6 (Continuación)
Tasas de regalías en Bolivia, abril de 1996 a mayo de 2005

Reservas nuevas de petróleo y gas	Porcentaje
Regalía departamental	
- pagada al departamento donde se realice la producción	11%
Pago de regalía nacional compensatoria	
- pagado a Beni y Pando, los departamentos más pobres, que tampoco producen hidrocarburos	1%
Pago de regalía nacional compensatoria	
- pagada al Tesoro Nacional	0
Pago de participación	
- pagada al Tesoro Nacional	0
Pago de participación a YPFB	
- cubre el presupuesto administrativo de YPFB con el resto pagado al Tesoro Nacional	6%
Total	18%

Fuente: Villegas Q., Carlos, Privatización de la industria petrolera en Bolivia: Trayectoria y efectos tributarios, *CIDES-UMSA, CEDLA, Fobomade, Diakonita, Plural, 2004.*

En este punto vale la pena reflexionar sobre la premisa de que reducir impuestos es la mejor manera de atraer inversión. En la actualidad existen fuertes contradicciones a cerca de ello, ya que ofrecer tales incentivos a los negocios equivale, a veces, a una pérdida de ingresos⁸¹.

Un estudio realizado por la empresa consultora global McKinsey concluye que los incentivos muchas veces son inefectivos. Y argumenta que mientras la IED trae beneficios significativos, como empleo y tecnología, “incentivos favorecidos como financiamiento con subsidios o terrenos gratuitos, sólo sirven para sustraer valor de inversiones que probablemente se harían de todos modos”⁸². Existen países en desarrollo que no ofrecen incentivos y no carecen de inversión. Botswana, por ejemplo, es visto como un país prioritario para inversiones mineras en África, aunque su régimen fiscal no es muy favorable.

La decisión de reducir la carga fiscal en Bolivia significaba, por supuesto, que los ingresos generados serían mucho más bajos en su conjunto. Se dio el caso de que los porcentajes pagados por reservas existentes no fueron incluidos en las nuevas reservas.

Este cambio tiene implicaciones importantes para el país. Si se ha de cumplir con las metas de reducción de pobreza y desigualdad, el Tesoro boliviano necesita un control central de los recursos provenientes de los hidrocarburos, en lugar de una distribución de los ingresos entre los departamentos más ricos del país.

⁸¹ Véase *Viewpoint*, “Tax incentives: Using tax incentives to attract foreign direct investment”, *The World Bank Group Private Sector and Infrastructure Network*, enero de 2003.

⁸² *McKinsey Quarterly*, 2004.

Dado que el porcentaje de las reservas en producción que son clasificadas como existentes está bajando, la dependencia del Tesoro de las regalías hidrocarburíferas —y el potencial para reducir la pobreza y desarrollar la nación en su conjunto— sufrió una modificación sustancial con el cambio en la clasificación de reservas entre existentes y nuevas.

Impuestos

Las empresas petroleras hacen uso de diversos métodos en el pago de impuestos directos. La Tabla 7 es un listado de los más importantes. Se puede advertir que los dos primeros afectan a todos los negocios que operan en Bolivia, mientras que el tercero es un impuesto petrolero especial.

En Bolivia existen algunos otros impuestos a la propiedad de bienes inmuebles, o municipales. Sin embargo, éstos no son específicos para la industria petrolera, suelen ser bastante reducidos, por tanto no serán tomados en cuenta.

Impuestos sobre ventas

En Bolivia está vigente el Impuesto sobre el Valor Agregado (IVA) de 13%, así como el Impuesto sobre las Transacciones (IT) de 3%; que abarca a las compras. Estos impuestos, tampoco corresponden al sector de hidrocarburos; más bien se aplican a todas las ventas en el país. Son pagados por empresas y consumidores por igual, pero las empresas pueden restar estos impuestos de su ingreso bruto total, registrándolos como costos. Por tanto, el IVA y el IT resultan ser impuestos sobre ventas, cobrados sólo a los consumidores.

Tabla 7
Información general sobre impuestos

Tipo de Impuesto	Explicación	Tasa
IUE Impuesto a las utilidades de las empresas	Es el equivalente a un impuesto empresarial estándar y se cobra sobre las ganancias netas de la empresa. Éstas se calculan después de deducir los costos de operación, el pago de regalías, más otros impuestos locales (p.e. impuestos locales sobre inmuebles). También pueden tomar en cuenta la depreciación de sus activos.	25%
IURE Impuesto a la remisión de las utilidades al exterior	Es otro impuesto sobre las ganancias, adicional al IUE estándar. Su fin es desanimar a las empresas a mandar ganancias fuera del país. Se estableció su tasa en base a la suposición que las empresas remitirían la mitad de sus ganancias. Entonces busca imponer el doble del IUE en casos cuando las ganancias no se quedan en la economía boliviana.	12,5%
Surtax	Se trata de un impuesto especial suplementario en particular para la industria petrolera. Debía aplicarse a niveles extraordinarios de ganancias que pueden surgir si los precios son altos y/o hay un alza significativa en los niveles de producción. Se esperaba que las empresas petroleras podrían tener estas “ganancias extraordinarias” en los campos de San Alberto, San Antonio, Margarita e Itau. Esta tasa más elevada debería compensar al Tesoro por la pérdida de 32% de sus regalías bajo la clasificación de reservas nuevas.	25%

Fuente: Villegas Q., Carlos. Privatización de la industria petrolera en Bolivia: Trayectoria y efectos tributarios, *CIDES-UMSA, CEDLA, Fobomade, Diakonía, Plural, 2004.*

Existe también un impuesto sobre ventas que sólo se aplica en la industria petrolera. Es el Impuesto Especial a los Hidrocarburos y sus Derivados (IEHD), introducido por la ley impositiva de 1994 como parte de las reformas estructurales en Bolivia. Se paga sobre el consumo de carburantes. No es pagado por las petroleras; sino por la población cuando compra carburantes o paga un pasaje en un bus o avión.

No se debe subestimar la importancia del impuesto sobre ventas de carburantes en Bolivia. La ley impuso este nuevo impuesto con la intención de que sea un sustituto a la pérdida de ingresos del Tesoro debido a la privatización de YPFB.

Antes de la privatización el Banco Mundial estableció la importancia de un régimen estable de impuestos para la actividad empresarial *upstream*; en tanto que daba mayor libertad de cambios en los impuestos sobre ventas, pagados por los consumidores⁸³. El mismo informe del Banco Mundial aclara que se está diseñando un régimen fiscal para que los impuestos sobre carburantes sean los principales generadores de ingresos para el Tesoro boliviano. Destaca con toda claridad su preferencia por impuestos elevados sobre ventas y una carga menor de impuestos y regalías para las empresas.

Descarta además la consideración de un impuesto más elevado sobre la producción de las empresas, como una medida que probablemente “haría que Bolivia sea menos atractiva para potenciales inversionistas privados”. De otro lado, este organismo multinacional

⁸³ *Banco Mundial*, Bolivia Structural Reforms, Fiscal Impacts and Economic Growth, Informe No. 13067-BO, octubre de 1994.

aprueba un incremento en la tasa del IVA como una forma de aumentar los ingresos provenientes del sector, con la alternativa de un aumento en los impuestos especiales sobre ventas de diesel y gasolina. Tanto el Banco Mundial como el FMI han promovido la aplicación del IVA como alternativa a otras modalidades de impuestos, como las tarifas sobre importaciones. Tales políticas son inherentemente regresivas por naturaleza, ya que afectan con mayor incidencia a los hogares de menores ingresos.

Análisis del régimen fiscal después de la privatización

En este punto, vale la pena comparar el régimen fiscal de impuestos y regalías sobre hidrocarburos en Bolivia con los de otros países. El análisis presentado muestra que, después de la privatización, las tasas de regalías en Bolivia no eran muy elevadas en comparación con otros regímenes fiscales. Bolivia también tenía un impuesto empresarial (IUE) bastante representativo y un impuesto petrolero especial —el Surtax— que se cobraba por encima de los impuestos empresariales corrientes.

En Noruega y antes en el Reino Unido, este impuesto especial fue una fuente mayor de ingresos estatales. Sin embargo, en comparación con el 50% de Noruega y el 75% del Reino Unido (cobrado en los años 1970 y 1980), el Surtax boliviano de 25% es relativamente modesto. Esto pudiera haber sido una causa de preocupación inmediata, ya que la tasa de regalías de 18% sobre reservas nuevas significaría una caída de ingresos para el Estado, la cual tendría que ser compensada. En pero, desde la privatización, el régimen fiscal boliviano —en el papel—

no parecía demasiado débil. Se suponía que el país estaba en condiciones de recibir un nivel suficiente de ingresos con referencia al valor de sus recursos naturales.

Operando en Bolivia

Además del régimen fiscal es importante evaluar la forma en que Bolivia intentó atraer a los inversionistas extranjeros, desde el punto de vista de las operaciones. El nivel de rendimiento que una empresa pueda esperar de su inversión, en gran medida, dependerá de los costos de operación que el país de residencia le ofrece. Hay dos elementos a analizar. Primero, la empresa invierte por unidad de producción. Este es el costo de producción por unidad de barril de petróleo e incluye los costos de operación, de mantenimiento, de maquinarias y de equipos. Las empresas también invierten en exploración y desarrollo. Estos son los costos para realizar prospecciones y perforaciones y encontrar reservas nuevas; ejercicio que puede fracasar si los pozos resultan secos. Tradicionalmente, estos costos son superiores a los de producción.

Los costos de producción en el sector de hidrocarburos varían mucho en el mundo y las empresas petroleras suelen guardar el secreto sobre cómo se los determinan. Las empresas los pueden manejar a través de transacciones extraterritoriales, donde hay muchas oportunidades de manipular los costos y sustituir precios. En consecuencia, no hay un acuerdo global sobre el costo de producción en diferentes países. El resumen que sigue sólo ofrece estimaciones basadas en los datos mínimos disponibles.

Iraq, Kuwait, Arabia Saudita y Venezuela son países conocidos por sus bajos costos de producción (entre \$us 1,50 y 2 por barril); mientras que China se caracteriza por sus costos elevados de producción (alrededor de \$us 6,90 por barril)⁸⁴. En América Latina éstos suelen ser algo bajos (excluyendo la producción submarina en Brasil). Para México el costo es de \$us 2 por barril, para Ecuador \$us 2,50 y para Argentina \$us 2,60 por barril⁸⁵. Tomando en cuenta los costos de producción, exploración y desarrollo, los costos totales son más bajos en el Medio Oriente. Para la mayoría de las empresas los costos de producción casi siempre son más bajos que los precios internacionales; a no ser que el precio del petróleo caiga hasta unos \$us 10 por barril.

El año 2003 el ex Delegado para la Revisión de la Capitalización⁸⁶, Juan Carlos Virreira concluyó un análisis sobre los costos de producción en Bolivia, encontrando que el costo promedio de producción por unidad en el país era de \$us 3,63 por barril. Observó que los costos variaban desde \$us 0,97 hasta \$us 5,54. Las cuatro empresas con los costos de producción más bajos eran Chaco con \$us 0,97, Andina con \$us 1,00, BG Group con \$us 1,55 y Repsol con \$us 2,10. Virreira comparó estos costos con los de 200 empresas en todo el mundo, encontrando que el costo promedio de estas

⁸⁴ CEPAL, "Foreign Investment in Latin America and the Caribbean", capítulo IV, *Hydrocarbons: Investments and corporate strategies in Latin America and the Caribbean*, 2001.

⁸⁵ *Ibid.*

⁸⁶ Virreira M., Juan Carlos, "Las Capitalizadas en Cifras: Sector Hidrocarburos – datos comparativos", Cuaderno No. 4, Oficina del Delegado Presidencial para la Revisión y Mejora de la Capitalización, noviembre de 2004.

empresas era \$us 5,60 por barril. Por tanto, no cabe duda que Bolivia tiene costos de producción que, globalmente, son bajos para el sector, aunque nada relevantes en el contexto latinoamericano.

Virreira presentó hallazgos similares referentes a los costos de exploración y desarrollo. Descubrió que el costo promedio de exploración y desarrollo en Bolivia era de \$us 6,94 por barril. Los costos de exploración y desarrollo de Andina, según el estudio, eran de \$us 0,40, los de BG \$us 3,20, de Repsol \$us 3,70 y de Chaco \$us 3,70. Virreira comparó los costos de exploración y desarrollo en Bolivia con 200 empresas en todo el mundo. Encontró que el costo promedio global era \$us 8,58. Ambos indicadores señalan que Bolivia presenta un contexto positivo de operación para las empresas y es posible obtener ganancias significativas de la producción de hidrocarburos en Bolivia.

BENEFICIOS

Introducción

La inversión extranjera llegó a los países en desarrollo junto a la convicción de que traería una serie de beneficios. Primero, proporcionar capital para los países que carecen de recursos. Al establecerse en países en desarrollo, las empresas extranjeras crean empleos para la población local y también pagan impuestos. Los inversionistas extranjeros que establecen negocios nuevos o amplían los existentes, pueden causar un aumento significativo en la recaudación impositiva para los gobiernos de países en desarrollo. Las empresas extranjeras también traen consigo tecnología, habilidades y conocimientos de mercado, que permiten a los países en desarrollo ampliar sus mercados de exportación e incrementar sus ingresos por exportación.

Quizás el más importante aporte de la inversión extranjera es que traen consigo oportunidades nuevas para los negocios locales. Una de ellas, la competencia con empresas extranjeras puede inspirar un nuevo nivel de actividad empresarial y ascensos dentro de las empresas

locales. Además de ello, el sector privado nacional puede beneficiarse al entrar en relaciones comerciales con los nuevos inversionistas, suministrándoles insumos “*backward linkages*” o procesando sus productos “*froward linkages*”.

En particular, las empresas locales pueden beneficiarse, si su asociación con los inversionistas extranjeros incluye apoyo para mejorar sus capacidades y tecnología. Esto puede dar lugar a mejoras enormes en la eficiencia y productividad de empresas locales, que tendrá efectos en cadena a lo largo de la economía local. Este crecimiento del sector privado nacional es quizás el beneficio más importante que la inversión extranjera puede proporcionar, dado que el sector privado nacional será la fuente de la mayoría de los empleos y los negocios locales gastarán y reinvertirán sus ingresos localmente, proporcionando efectos valiosos de multiplicación en la economía de un país en desarrollo. Es probable que estos efectos vayan a estimular, en el largo plazo, el crecimiento, la creación de empleos y la reducción de la pobreza.

Los inversionistas extranjeros pueden traer consigo tecnologías nuevas y más limpias para un manejo ambiental más efectivo. Esto sería particularmente beneficioso para los países en desarrollo que reciben inversión extranjera en sectores altamente contaminantes, como la extracción de recursos naturales. Pero igualmente, los inversionistas extranjeros pueden encontrar que es más fácil y barato contaminar países en desarrollo donde muchas veces las regulaciones ambientales son débiles.

Un ejemplo de los beneficios de la inversión extranjera se puede observar en la experiencia de Asia Oriental.

Se debe notar que los países asiáticos orientales aplicaron una diversidad de estrategias para manejar la inversión extranjera en sus economías, a fin de asegurarse la cosecha de los beneficios citados. Muchos países siguen aplicando políticas industriales activas para asegurar el desarrollo exitoso de sus sectores privados nacionales (por ejemplo, el Programa de Ascenso de la Industria Local de Singapur)⁸⁷.

En el caso de Bolivia, como ya se anotó en este informe, después de la privatización hubo un incremento importante en los montos de capital extranjero que ingresó al país para invertir en el sector hidrocarburífero. Los ingresos por exportación son un apoyo relevante en la cuenta nacional de Bolivia. Después de la privatización, tanto la exportación como las ventas internas han contribuido a aumentar los ingresos brutos de las empresas en el sector.

Los ingresos por exportación y los ingresos brutos son indicadores útiles del crecimiento del sector. Sin embargo, éstos indican sólo el progreso de las empresas transnacionales. Lo que realmente interesa a Bolivia son los beneficios que salen de las manos de estas empresas y fluyen hacia la economía local. Esta sección del informe investigará esos beneficios, examinando en particular:

- Empleo
- Ingresos fiscales
- Estímulo a empresas locales

⁸⁷ W. Huff, *The Economic Growth of Singapore. Trade and development in the twentieth century*, Cambridge University Press, 1994.

También incluye un cálculo de los pagos de dividendos por parte de estas tres empresas privatizadas al fondo de capitalización que provee el pago de pensiones a la población boliviana.

Empleo

Aunque las empresas petroleras extranjeras cubren la mayor parte de la inversión extranjera en Bolivia, esta industria emplea un número bastante reducido de trabajadores. Éstos tienden a ser altamente capacitados: técnicos (ingenieros) o profesionales (contadores, abogados, gerentes generales)⁸⁸. El estudio más reciente disponible establece que seis mil trabajadores capacitados fueron empleados por la industria en el año 2000, es decir, 1,4% del empleo en el país⁸⁹.

El sector no emplea a muchas personas, pero paga los sueldos más elevados del país. Es difícil conseguir datos confiables de los sueldos por sector en Bolivia. Según la Cámara Boliviana de Hidrocarburos, los salarios del personal profesional serán, probablemente, entre \$us 480 y \$us 2.800 mensuales. Esto, dependiendo del cargo que ocupa el trabajador, así como de la dimensión y naturaleza de la empresa⁹⁰. Este rango está considerado de acuerdo a las cifras sobre sueldos proporcionados por el INE para la industria. En la tabla siguiente se muestran las cifras y promedios salariales (ver Tabla 8).

⁸⁸ *Entrevista con Raúl Kieffer, gerente general, Cámara Boliviana de Hidrocarburos, 15 de septiembre de 2006, Santa Cruz.*

⁸⁹ *Lykke Andersen, Osvaldo Nina, Dirk Willem te Velde, Trade, FDI, Growth and Poverty in Bolivia, Grupo Integral, julio de 2004.*

⁹⁰ *Entrevista con Raúl Kieffer, gerente general, Cámara Boliviana de Hidrocarburos, 15 de septiembre de 2006, Santa Cruz.*

Tabla 8
Sueldos mensuales en la industria petrolera, en bolivianos y dólares americanos
(1999-2004)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Gerentes	11.833	13.397	14.220	17.701	19.570	24.740
Profesionales	6.588	7.958	8.412	9.174	10.313	9.780
Otros profesionales	6.865	7.320	8.385	9.951	10.530	10.205
Empleados	4.060	4.583	5.070	4.432	4.869	5.365
Promedio (bolivianos)	7.337	8.315	9.022	10.315	11.321	12.523
Promedio (dólares)	1.223	1.299	1.321	1.375	1.474	1.575

Fuente: INE, estadísticas de la industria de hidrocarburos 1994-2004 y tasas de cambio según el Banco Central de Bolivia.

En base a estas cifras, podemos calcular el sueldo anual promedio en la industria. Esto se basa en la Ley General del Trabajo que estipula que los trabajadores reciben 14 sueldos mensuales más la contribución de la patronal (13,7% de 12 sueldos). Utilizando esta fórmula los sueldos anuales promedios de la industria pueden ser calculados como se ve en la Tabla 9.

En base a las cifras presentadas para el número de empleados en la industria —seis mil— el beneficio salarial total para trabajadores calificados durante estos seis años fue de \$us 775.980.000 (este cálculo se realiza tomando el sueldo anual promedio y multiplicándolo por seis mil trabajadores, tenemos el beneficio salarial total por seis años).

Los sueldos elevados en este sector son un aspecto positivo de la industria. Los trabajadores en sectores intensivos en capital, como petróleo y gas, han visto una recuperación de sus ingresos en Bolivia después de la privatización. Estos trabajadores son, por supuesto, los más capacitados en el país. Sin embargo, la inversión extranjera en el país también se ha asociado con un aumento en la desigualdad en los sueldos⁹¹. Mientras el empleo en el sector petrolero beneficia a trabajadores calificados quienes ya ganan los ingresos más altos; desafortunadamente, los trabajadores en otros sectores de la economía (agricultura, manufactura) han visto sus sueldos reducidos o estancados, resultado de ello, la distribución de ingresos se ha precarizado en Bolivia.

⁹¹ *Lykke Andersen, Osvaldo Nina, Dirk Willem te Velde, Trade, FDI, Growth and Poverty in Bolivia, Grupo Integral, julio de 2004.*

Tabla 9
Cálculo de beneficios salariales de la industria petrolera,
en dólares americanos (1999-2004)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Total 1999-2004
Sueldo mensual promedio	1.223	1.299	1.321	1.375	1.474	1.575	
Sueldo anual promedio	19.133	20.322	20.666	21.511	23.059	24.639	129.330

Fuente: *Elaboración propia utilizando datos del INE.*

Estos beneficios de la actividad hidrocarburífera en Bolivia no se han traducido en la creación amplia de empleos para sectores no calificados, mucho menos para la población pobre del país. Los empresarios privados han tenido que reconocer estas limitaciones. Uno de los primeros comentarios hechos por el Gerente General de la Cámara Boliviana de Hidrocarburos, fue que: “*la industria no crea empleos, crea riqueza*”⁹². Es importante que esta limitación sea reconocida públicamente en Bolivia y en otros países en desarrollo, porque subraya la importancia de que el Estado haga todo lo posible para maximizar otros beneficios del sector como el pago de impuestos, los vínculos de la industria con empresas locales y la posibilidad de agregar valor a productos petroleros dentro del país.

Regalías e impuestos

Como se ha visto a lo largo de este estudio, uno de los beneficios centrales de la inversión extranjera en la industria petrolera tiene que ver con las regalías e impuestos generados por esta actividad. Un país en desarrollo como Bolivia, que tiene 63% de su población viviendo en la pobreza, no puede subestimar la importancia del cobro de impuestos. Ya que como el resto de los países de América Latina, Bolivia recoge menos impuestos de lo que se esperaría⁹³. Lo que sigue es un cálculo de las regalías pagadas entre 1999 y 2004 (ver Tabla 10).

⁹² *Entrevista con Raúl Kieffer, gerente general, Cámara Boliviana de Hidrocarburos, 15 de septiembre de 2006, Santa Cruz.*

⁹³ *G. Perry, O. Arias, J. Humberto López, W. Mahoney, L. Servén, Poverty Reduction and Growth: Virtuous and Vicious Circles, Banco Mundial, 2006.*

Tabla 10
Desglose de regalías pagadas después de la privatización,
en millones de dólares americanos (1999-2004)

Regalías	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Petróleo	69,16	116,45	98,78	88,61	103,82	127,58
Gas	26,48	56,84	80,95	76,43	107,05	150,04
GLP	4,07	6,80	8,23	7,62	8,81	9,70
Total	99,71	180,09	187,96	172,66	219,68	287,32

Fuente: Cifras compiladas por CEDLA en base a datos del Viceministerio de Energía e Hidrocarburos (VMEH).

Si bien las regalías son la contribución más importante de las empresas hacia el Estado, las petroleras también pagan impuestos. Las cifras que siguen son proporcionadas por el Servicio Nacional de Impuestos (SIN). La tabla presenta sólo los impuestos pagados por las empresas en cuanto a exploración y producción. No incluye impuestos sobre ventas (IVA, IT, impuestos especiales sobre carburantes), mismos que son retenidos por las empresas o transferidos al Tesoro, porque constituyen una contribución de los consumidores y no de las empresas. (Este informe analizará después la contribución de los consumidores) (ver Tabla 11).

Gráfico 6
Comparación entre los pagos por regalías
y por impuestos

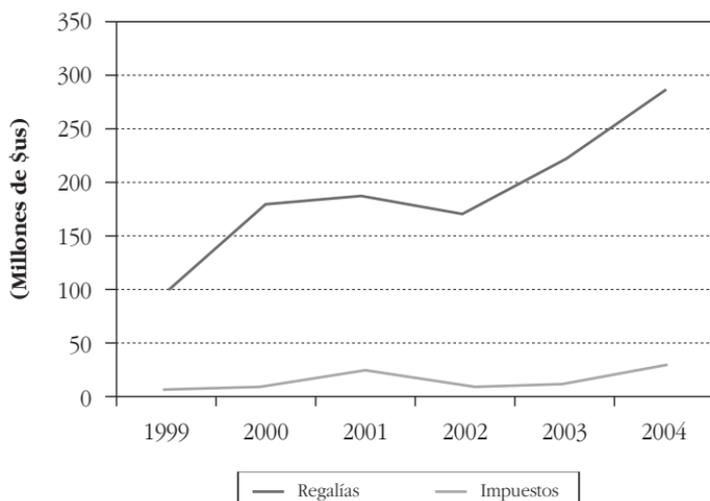


Tabla 11
Desglose de impuestos pagados, en bolivianos y millones de dólares americanos
(1999-2004)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004
IUJE	22.901.649	25.782.959	112.047.053	42.930.489	31.575.234	120.029.665
IURE	18.774.127	30.433.772	45.569.743	23.600.717	63.065.138	122.887.378
Otros impuestos varios	17.850	1.000	2.187.478	600.873	379.578	1.317.314
Total impuestos (bolivianos)	41.693.626	56.217.731	159.804.274	67.132.079	95.019.950	244.234.357
Total impuestos (millones de \$us)	6,95	8,78	23,40	8,95	12,37	30,72

Fuente: SIN y tasas de cambio según el Banco Central de Bolivia.

Es evidente que tanto las regalías como los impuestos van subiendo. No obstante, la diferencia entre ambos es impactante. En 1999 por concepto de impuestos se pagaron sólo \$us 6,9 millones; en tanto que por regalías se hizo efectivo \$us 99 millones. Los impuestos representaban el 7% de la contribución en regalías. Esto indica que Bolivia es un país que se apoya muy poco en los impuestos sobre las ganancias de la industria petrolera.

El segundo rasgo notable es que el Surtax —el equivalente boliviano a un impuesto petrolero especial— no fue pagado por ninguna empresa entre 1999 y 2004 (al parecer, el 2006 una empresa pagó el Surtax, aunque el SIN aún no ha informado al respecto). Analistas en Bolivia describen al Surtax como un impuesto pobremente regulado en términos de procedimientos administrativos. Por un lado, el Estado boliviano, hasta la fecha, no ha tenido la capacidad de terminar de implementarlo y, por el otro, las empresas pueden evadirlo con facilidad si eligen reinvertir sus ganancias⁹⁴. Esto es muy serio, ya que, después de declinar las tasas de regalías, el Surtax debió haber cumplido la función de salvar las contribuciones al Tesoro de una caída seria.

Mientras el Surtax no ha generado ingreso alguno al Estado; los impuestos empresariales lo hacen de manera escasa. En 1999, los pagos del impuesto empresarial (IUE) sumaron \$us 3,8 millones, en un año en el que se pudo

⁹⁴ Véase Villegas Q., Carlos, “Capitalización y privatización del sector hidrocarburos – trayectoria y efectos tributarios” en Fobomade, Política de hidrocarburos en Bolivia y observaciones al proyecto de venta de gas a México y Estados Unidos, agosto de 2002.

estimar los ingresos brutos del sector en \$us 290,8 millones (para las cifras de ingresos brutos véase Anexo A, un análisis pleno de producción, precios, ingresos brutos y contribuciones al Estado entre 1999 y 2004).

Por tanto, en 1999 los impuestos empresariales sumaron 1% de los ingresos brutos. Para el 2004 este cuadro no había cambiado, con impuestos empresariales de \$us 15,1 millones e ingresos brutos del sector de \$us 1.172 millones. Otra vez, los impuestos sumaron 1% de los ingresos brutos del sector. Esto puede ser comparado, por ejemplo, con el Reino Unido, donde el impuesto empresarial fue del 15% de los ingresos petroleros en el 2002 y 26,5% de ingresos para el 2005 (cuando se añadió un impuesto empresarial suplementario)⁹⁵.

Comúnmente en Bolivia tanto las petroleras como la Cámara de Hidrocarburos afirman que, a pesar de que la regalía de 18% es baja; las empresas pagan una variedad amplia de impuestos, elevando la carga impositiva.

“La idea de que el Estado recibe 18% y 82% va para la empresa no es verdad. Hay costos de operación y luego hay toda una lista de otros impuestos. Hay el IUE, el IURE y el Surtax. Estos impuestos elevan la regalía de 18% hasta cerca de 60%”⁹⁶.

⁹⁵ Véase cifras del DTI de ingresos y gastos para la industria y HMRC para cifras de ingresos estatales. También nótese que este cálculo se base puramente en el impuesto empresarial, excluyendo regalías y cualquier pago bajo el impuesto especial de ingresos petroleros que podría ser debidos después de 2002.

⁹⁶ Entrevista con Raúl Kieffer, gerente general, Cámara Boliviana de Hidrocarburos, 15 de septiembre de 2006, Santa Cruz.

Es evidente que el Estado no sólo recibe una regalía de 18%. En la práctica, se beneficia de una combinación de regalías de 50% y 18%, según la clasificación de las reservas. En realidad, la carga impositiva en Bolivia es alta (y sobre todo con referencia al Surtax). Las cifras del Servicio de Impuestos Nacionales (SIN) muestran que los impuestos pagados son reducidos, comparados con las regalías y los ingresos brutos del sector.

Aquí algunas explicaciones sobre porqué los impuestos empresariales en Bolivia son tan insignificantes. Según la ley boliviana, el empresario puede recuperar su inversión frente a ganancias, sobre las cuales se calculan los impuestos empresariales. Por tanto, si éste invierte \$us 150 millones y su ganancia es de \$us 100 millones, para fines fiscales puede declarar sus ingresos con una pérdida de \$us 50 millones. Esto le dará un crédito fiscal, y, si el año siguiente gana \$us 100 millones, puede aprovechar este crédito de \$us 50 millones y sólo tendrá que pagar impuestos sobre los \$us 50 millones restantes. Esto demuestra la diferencia crítica entre las ganancias según la contabilidad y las ganancias para fines de impuestos. En Bolivia, la ley permite al inversionista recuperar todo el monto invertido a partir del primer año de inversión, lo que hace que la tasa efectiva de impuestos sea mucho más baja.

En Bolivia, esta práctica suele ser muy común en regímenes fiscales lo que, a la vez, sirve para atraer inversión. En el Reino Unido, en cambio, las empresas petroleras que operan en el Mar del Norte están sujetas a una tasa de descuento del 40% en el primer año, es decir que sólo pueden descontar 40% del capital invertido. En este caso, la ley boliviana ofrece otra “zanahoria” con el fin de atraer inversiones al sector.

En este punto, podemos calcular la contribución total de las empresas al Estado en nuestro período de referencia, de 1999 a 2004. La tabla que sigue muestra que la contribución anual promedio de las empresas fue de \$us 206 millones por año y la contribución total en seis años fue \$us 1.238,59 millones (ver Tabla 12).

Sin embargo, sería mucho más interesante analizar las tendencias en los ingresos brutos que generan las empresas y las de sus contribuciones al Estado en el curso del tiempo. Esto nos permite determinar si el gobierno está captando ingresos o no. Con las cifras presentadas en la tabla del Anexo A, podemos calcular el porcentaje de la contribución recibida por el Estado en regalías e impuestos anuales. Si bien, en 1999 el gobierno boliviano —a través de regalías e impuestos— recibía 37% de ingresos brutos; el 2004 sólo captó 27%. El Gráfico 7 que sigue muestra la tendencia a bajar en la proporción de los ingresos brutos que corresponden al Estado.

Esta reducción se explica debido a que las empresas producen en una combinación de reservas existentes y nuevas, por lo tanto pagan una combinación de regalías de 50% y de 18% respectivamente. La proporción de reservas nuevas va en ascenso; en tanto que la de las existentes está declinando. Entonces, el porcentaje de los ingresos que se pagan por regalías también va en declive; mientras que los impuestos no crecen para compensar esta pérdida.

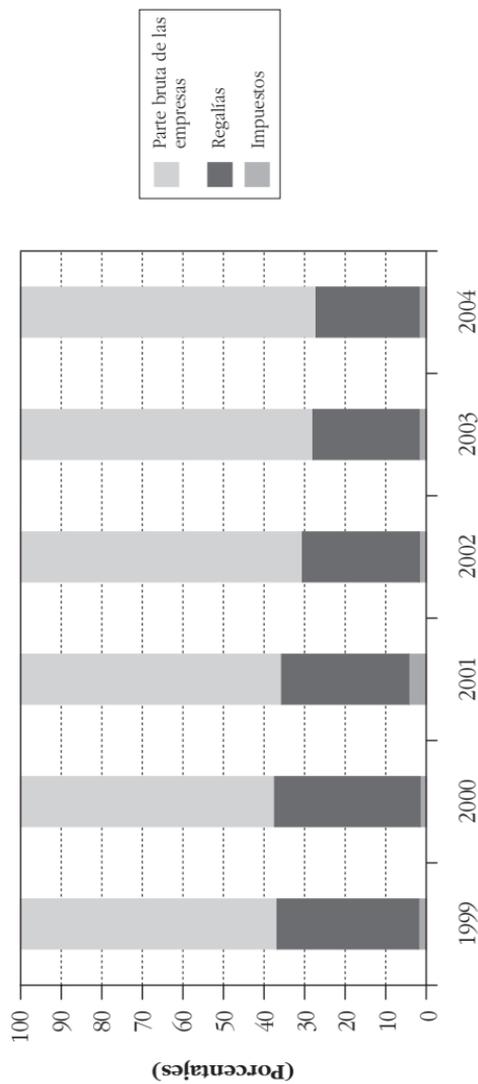
Las cifras del Anexo A dan cuenta de que la producción de gas ha subido en 376%, la producción de petróleo en 44% y los precios de gas y petróleo se incrementaron en 80% y 76%, respectivamente.

Tabla 12
Contribución empresarial total al Estado boliviano: regalías e impuestos,
en millones de dólares americanos (1999-2004)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Total
Regalías	99,71	180,09	187,96	172,66	219,68	287,32	1.147,42
Impuestos	6,95	8,78	23,40	8,95	12,37	30,72	91,17
Total	106,66	188,87	211,36	181,61	232,05	318,04	1.238,59

Fuente: Esta tabla fue elaborada en base a los datos de las tablas 10 y 11.

Gráfico 7
Comparación de la distribución de ganancias entre las empresas
y el Estado



Fuente: *Elaboración propia en base a datos anteriormente presentados.*

En su conjunto, los ingresos brutos del sector se elevaron en 303%. Aunque estas tendencias son sumamente positivas para las empresas, como se ve en el Gráfico 7, la porción recibida por el Estado ha ido cayendo considerablemente. Y, a pesar de que los ingresos por concepto de regalías e impuestos subieron —en 198% entre 1999 y 2004— la fracción que le corresponde al Estado por ingresos brutos de las empresas decrecieron. El año 2004, el gobierno boliviano captó una proporción más baja que en 1999.

Pagos al fondo de capitalización

Como se ha señalado, YPFB transfirió el 50% del valor de las tres empresas privatizadas —Andina, Chaco y Transredes— a un fondo de capitalización, para que los dividendos pasen a los fondos de pensiones. La Tabla 13 resume los pagos efectuados por las petroleras a las Administradoras de Fondos de Pensiones (AFPs) Futuro y BBVA. Las mismas que proporcionaron los datos que se ven en la siguiente tabla.

Bolivia recibió un total de \$us 130.528.002 en este período de seis años por concepto de pago de dividendos de las tres empresas capitalizadas.

Desarrollo de vínculos con empresas locales

Muchos consideran que los beneficios más importantes de la inversión extranjera directa son los vínculos que se pueden establecer entre inversionistas extranjeros y empresarios locales. Los primeros pueden posibilitar la apertura de nuevos mercados para los últimos,

Tabla 13
Resumen de pagos por parte de las petroleras al fondo de capitalización en Bolivia,
en dólares americanos (1999-2004)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004
AFP Futuro						
Andina	2.284.552	1.079.769	0	1.527.170	4.253.765	0
Chaco	0	2.446.808	3.180.900	6.117.021	7.711.342	13.327.483
Transredes	0	0	0	5.061.000	13.294.962	4.963.995
BBVA						
Andina	2.292.905	1.079.144	0	1.527.171	4.253.766	0
Chaco	0	2.446.808	3.180.900	6.134.155	7.711.342	13.337.483
Transredes	0	0	0	5.070.924	13.284.535	4.960.102
Total	4.577.457	7.052.529	6.361.800	25.437.441	50.509.712	36.589.063

Fuente: AFP Futuro y BBVA.

al conformar negocios compartidos o, simplemente, contratándolos como proveedores de insumos. Por tanto, la inversión extranjera puede ayudar a la industria nacional a enfrentar nuevos desafíos en producción y finanzas, cualificando su tecnología y transfiriendo capacidades a su personal, con la finalidad de mejorar la competitividad de las empresas locales. En resumen, los inversionistas extranjeros que trabajan junto a las empresas locales pueden contribuir, en el largo plazo, al desarrollo del sector privado de estos países.

Lamentablemente, en América Latina y el Caribe, los inversionistas extranjeros trabajan al margen de las empresas locales. Esto se observa comúnmente en el sector de confecciones en México, América Central, Haití y República Dominicana. Precisamente, en esta última, las estimaciones muestran que sólo el 7% del valor agregado procede de empresas locales dentro del sector de confecciones⁹⁷. En este sector, los inversionistas extranjeros sólo contratan a empleados locales en operaciones simples de ensamblaje, importan la mayoría de sus insumos y les compran poco a los proveedores locales. En Costa Rica, se observa los mismos problemas en los sectores más tecnificados, dedicados a la elaboración de computadoras y fármacos⁹⁸.

Una de las limitaciones más importantes de la actividad de la inversión extranjera en América Latina es la ausencia de vínculos entre ésta y la economía nacional. Otra restricción muy típica de la industria petrolera, intensiva

⁹⁷ *Sánchez-Ancochea, Diego, "Advantages: Costa Rica and the Dominican Republic under Globalization", World Development, junio de 2006.*

⁹⁸ *Ibid.*

en capital, es que requiere servicios técnicos especializados, de ahí que muchos de sus insumos provienen de empresas transnacionales.

En el caso de Bolivia, un número reducido de empresas nacionales trabaja directamente con las petroleras extranjeras. Éstas requieren, mayormente, servicios técnicos, como la construcción de gasoductos, oleoductos y caminos, el equipamiento de plataformas, mantenimiento de ductos y reparación de equipos. En tanto que, para los servicios de perforación se contratan a las transnacionales, ya que sólo un puñado de empresas en el mundo posee los equipos especializados para perforar y cementar pozos petroleros.

Según la Cámara Boliviana de Hidrocarburos (CBH), de las 105 empresas afiliadas, sólo 79 son bolivianas⁹⁹; lo que representa el 75%.

Algunas de las más grandes empresas bolivianas que operan en el sector de hidrocarburos son: Serpetbol, Kaiser Servicios, Bolinter, Intergas, IST y Conpropet. Muchas de éstas ahora venden sus servicios a las transnacionales del petróleo en América Latina. Las empresas medianas y pequeñas no se queda atrás, algunas de ellas también trabajan para las petroleras, entre las que se destaca una pequeña empresa boliviana que ha desarrollado un software sofisticado llamado “*Gas to Market*”, entre otros paquetes diseñados para el ramo “*upstream*”.

La Cámara también ha promovido la creación de un mercado a través del Internet, mediante el que, las petroleras pueden relacionarse con sus proveedores. Existen 1.800

⁹⁹ Entrevista con Raúl Kieffer, gerente general, Cámara Boliviana de Hidrocarburos, 15 de septiembre de 2006, Santa Cruz.

en la lista de este sitio web, incluyendo a los distribuidores de servicios técnicos más especializados que las petroleras regularmente ocupan (como los que proporcionan papelería, llantas, lubricantes, seguridad y servicios de limpieza). Una gran mayoría de las empresas que ofertan estos servicios ha surgido después de la privatización, ya que anteriormente YPFB realizaba todo este trabajo de manera integral.

Conclusión

Lamentablemente, no se encontraron datos disponibles sobre los vínculos entre las transnacionales petroleras y las empresas nacionales, ni de los ingresos brutos que generan. Sin embargo, se deduce que estas relaciones son limitadas. En el caso de Bolivia, las 79 empresas nacionales afiliadas a la CBH son las que cosechan beneficios sustanciales del sector del petróleo y gas; aunque sería muy difícil cuantificar dichos réditos.

Los sueldos e impuestos que pagan estas empresas, en su mayoría, ya están cubiertos. En tanto que su contribución al desarrollo del sector privado nacional y a la industrialización de este recurso en Bolivia es imposible de evaluar.

Entonces, se puede inferir que los beneficios de la inversión extranjera en el país se traducen, principalmente, en el pago de regalías, impuestos y sueldos.

COSTOS

Introducción

Esta sección examinará los costos asumidos por Bolivia en la tarea de atraer a inversionistas extranjeros al sector petrolero. Se empezará el trabajo analizando los costos directos asumidos por el gobierno en el proceso de la privatización de YPF, además de los subsidios proporcionados y los ingresos perdidos a consecuencia de la aplicación de la nueva política.

Bolivia perdió ingresos rebajando impuestos como incentivo para los inversionistas extranjeros. Todo ello con la esperanza de que una mayor inversión traería beneficios al país.

En este trabajo se considerarán también los ingresos perdidos como resultado de la evasión de impuestos, práctica común entre las transnacionales. Si bien, estas variables son extremadamente difíciles de cuantificar, se intentará reunir algunos datos sobre el tema.

Además de ello, la exportación a gran escala de hidrocarburos puede producir efectos contrarios como el *“dutch disease”* o la *“enfermedad holandesa”*. Es decir que,

cuando las exportaciones de petróleo y gas son elevadas causan una sobrevaloración de la tasa de cambio, misma que conduce a una subida en los precios de las exportaciones y a una caída en los de las importaciones.

El resultado es que las exportaciones que no corresponden al rubro de los hidrocarburos tienden a decaer; en tanto que las importaciones suben, incrementando el déficit comercial y afectando negativamente la balanza de pagos. Sin embargo, este tema no será tratado en este estudio, debido a que Bolivia no tiene una tasa de cambio flotante; sino una tasa manejada que la protege de este impacto del sector hidrocarburífero.

Costos de las reformas

La privatización en Bolivia trajo consigo enormes costos, los mismos que fueron cubiertos, en su mayoría, por préstamos internacionales. El delegado presidencial para la revisión del proceso de capitalización, Juan Carlos Virreira, informó que al país¹⁰⁰ la capitalización le ha costado \$us 188.961.300, entre 1993 y 2001.

Esta cifra debió cubrir los costos de privatización de seis empresas. Finalmente, sólo cinco fueron privatizadas: la línea aérea, los ferrocarriles, electricidad, telecomunicaciones y YPFB. Se crearon, un total de 10 empresas privadas en base a estas cinco empresas estatales, tres de las cuales en el sector de hidrocarburos. Por tanto, se estima que el costo de la privatización del sector hidrocarburífero es de 30% del costo total para el país o sea \$us 56.688.390.

¹⁰⁰ Virreira M., Juan Carlos, "cuánto costó la capitalización" Cuaderno No. 5, Oficina del Delegado Presidencia para la Revisión y Mejora de la Capitalización, febrero de 2004.

Los préstamos del Banco Mundial cubrieron el 57% de este costo, en tanto que el BID cubrió el 38%. Muchos de estos préstamos fueron utilizados para hacer pagos por consultorías realizadas, frecuentemente, por empresas extranjeras contratadas para asesorar a Bolivia durante el proceso.

Ingresos perdidos debido a los incentivos ofrecidos para atraer la inversión

Según el contexto del país, se pueden ofrecer diversos tipos de incentivos para atraer inversores. Los dos más relevantes en Bolivia son:

- El Estado deja de recibir pagos por sus activos.
- El Estado rebaja las tasas impositivas y aplica impuestos preferenciales.

Incentivos iniciales para la inversión

Un incentivo significativo ofrecido a las empresas fue el de la exención del pago por los activos que recibieron de YPFB. En lugar de ello, se les permitió a las empresas utilizar un total de \$us 834.944.022 para invertir en sus operaciones. Este monto era el valor de las tres empresas que nacieron de YPFB: Chaco, Andina y Transredes. Pero en realidad la pérdida para Bolivia fue mucho más elevada, ya que si bien, el Estado ofreció un incentivo de más de \$us 834 millones, éste estaba por debajo del valor real de YPFB¹⁰¹.

¹⁰¹ Véase Mariaca, Enrique, "Evolución de la política energética en el país y el rol de YPFB" en *Fobomade*, Política de Hidrocarburos en Bolivia y observaciones al proyecto de venta de gas a México-Estados Unidos, agosto de 2002, y Poveda A., Pablo y Rodríguez, Álvaro, El Gas de los Monopolios: Análisis de la política de hidrocarburos en Bolivia, CEDLA, agosto de 2006.

Es también interesante comparar estas cifras con los montos invertidos por las empresas en Bolivia. Tanto Chaco como Andina tardaron cuatro años y Transredes tres, en agotar el subsidio a la inversión¹⁰². Al mismo tiempo, que podían declararlo como un costo y así reducir su carga impositiva.

Incentivos de impuestos

Con la privatización, Bolivia optó por aliviar la carga impositiva sobre las empresas y asegurarse el ingreso de inversión al país. Esta pudo haber sido una estrategia racional, dado que el objetivo primario del país era lograr un aumento sustancial del flujo de inversión hacia el país e incrementar los niveles de producción. Para averiguar si éste realmente fue el caso, se cuantificará los ingresos perdidos a causa del régimen fiscal preferencial para el análisis de costos y beneficios.

Se analizarán también los ingresos perdidos al reducir la tasa de regalías para las reservas nuevas a 18%. Dado que conocemos el porcentaje de regalías que el Estado recibe es fácil calcular el porcentaje —y por tanto, el monto de ingresos— que se pierde cuando el Estado no cobra una regalía general de 50%. Sin embargo, no será posible calcular el monto de impuesto empresarial perdido a través de reglas preferenciales relacionadas con descuentos de capital, ni las pérdidas causadas por la no aplicación de un impuesto especial petrolero, por tanto este análisis va a subestimar el tamaño de los incentivos de impuestos (ver Tabla 14).

¹⁰² Virreira M., Juan Carlos, *“Las Capitalizadas en Cifras: ejecución de inversión”*, Cuaderno No. 3, Oficina del Delegado Presidencial para la Revisión y Mejora de la Capitalización, agosto de 2003.

Tabla 14
Ingresos fiscales perdidos en gas, petróleo y GLP, en dólares americanos
(1999-2004)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Ingresos empresariales	290.799.912	508.865.852	594.285.882	586.379.585	820.909.082	1.172.190.826
% regalía recibida por el Estado	34,3%	35,4%	31,6%	29,4%	26,8%	24,5%
% regalía renunciada	15,7%	14,6%	18,4%	20,6%	23,2%	25,5%
Monto del Incentivo impositivo	45.655.586	74.294.414	109.348.602	120.794.194	190.450.907	298.908.661

Fuente: *Elaboración propia. Cálculo realizado en base a los datos sobre ingresos empresariales (Anexo A) y el Gráfico 3 sobre el valor de exportaciones de petróleo.*

En este período de seis años, el monto total del incentivo impositivo en ingresos fue de \$us 839.452.364, a los cuales el Estado renunció al reformar el régimen fiscal.

Costo de los subsidios de carburantes

Como ya se mencionó, el Gobierno boliviano cubre un subsidio sobre las ventas de carburantes en Bolivia para asegurar a las empresas un pago acorde a los precios del mercado internacional. Y que, por otro lado, los bolivianos tengan posibilidades de acceder al consumo de energía a bajo costo. Esto es un costo que el Estado ha tenido que asumir para cumplir los acuerdos con las transnacionales que invierten en Bolivia. Los dos principales productos subsidiados por el país son: GLP y diesel. Estos costos son calculados en el período de referencia, como se muestra en la Tabla 15.

El subsidio total pagado por el gobierno en este período fue de \$us 410.12 millones.

Ingresos perdidos debido a la elusión de impuestos por parte de las empresas

Un tema clave para cualquier gobierno, vinculado a actividades extractivas de petróleo y gas, es asegurarse de recibir las regalías e impuestos que le corresponden. Esto es especialmente relevante para países en desarrollo con ingresos bajos y donde se requiere intensificar esfuerzos para restringir la evasión de impuestos y la transferencia de precios.

Tabla 15
Monto de subsidio de carburantes pagado por el gobierno,
en millones de dólares americanos (1999-2004)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004
GLP	16,52	29,28	31,79	29,30	55,57	18,0
Diesel	0	0	18,10	122,20	63,30	26,06
Total	16,52	29,28	49,89	151,50	118,87	44,06

Fuente: Cálculos del CEDLA en base a las cifras del Ministerio de Hacienda, YPFB y el Servicio de Impuestos Nacionales (SIN).

Es evidente que las empresas petroleras son muy dadas a la evasión de impuestos, así como a la transferencia de precios, prácticas que para los países en desarrollo resulta difícil controlar. A través de la transferencia de precios se permiten trasladar sus ganancias fuera de las fronteras y estructuran sus transacciones y precios para garantizar la mejor ventaja impositiva.

Estas petroleras logran imponer sobrepuestos a sus importaciones (inflando costos y reduciendo los impuestos sobre ganancias). Además de ello, subvaloran sus exportaciones, asegurando así una transferencia de ingresos fuera del país. Tienen vía libre, también, para declarar elevadas tasas de interés para los capitales que han prestado; otra técnica para exagerar los costos de su inversión y evadir impuestos.

La transferencia de precios se ha tornado en un verdadero problema para muchos sectores industriales. En el de hidrocarburos, en años anteriores, se ha observado la actividad de las petroleras que operaban en la producción, refinamiento, distribución, mercadeo y ventas en muchos países¹⁰³. Se han documentado ejemplos de esto en el comercio de petróleo en Rusia. Un estudio del Banco Mundial encontró que empresas rusas estaban vendiendo petróleo a sus subsidiarios comerciales a precios inferiores a los del mercado. Estas mismas empresas, luego, vendieron el producto a los consumidores finales a precios de mercado, embolsillándose la diferencia. Por lo general, las empresas comerciales estaban registradas

¹⁰³ Prem Sikka y Colin Haslam, *Transfer Pricing and Its Role in Tax Avoidance and the Flight of Capital: Some theory and evidence*. Universidad de Essex y Universidad de Hertfordshire, 2006 (inédito).

en lugares alejados y sujetas a tasas impositivas preferenciales.

Para monitorear exitosamente la actividad petrolera, un país en desarrollo requiere instituir sistemas de control en los niveles de producción y precios (para controlar el pago de regalías, costos de operación de las empresas y los niveles declarados de ganancias). Son dos áreas distintas de monitoreo que requieren diferentes habilidades e inversión. Es difícil para la gente encargada de controlar el pago de impuestos en un país en desarrollo y desafiar las prácticas abusivas de transferencia de precios.

En Bolivia, YPFB debe monitorear niveles de producción, en tanto que el SIN debe hacer un seguimiento a los impuestos sobre ganancias. El 2003, el SIN creó el Departamento de Manejo de Hidrocarburos para asegurar un mejor control y supervisión al trabajo de las petroleras. Sin embargo, las empresas no fueron sometidas a una sola auditoría independiente desde la privatización, hasta que el Gobierno de Evo Morales inició una el 2006. Antes de este año, sólo se solicitaba a las empresas la presentación de informes financieros anuales.

El sistema de YPFB para monitorear niveles de producción (*medición fiscal*) es descrito como inadecuado¹⁰⁴. En primera instancia, YPFB no tiene un control directo de la medición de los niveles de producción, sino que depende de la presentación mensual de informes sobre volúmenes de producción, precios y regalías por cancelar.

¹⁰⁴ Entrevista con Jorge Alvarado, ex presidente de YPFB, 17 de septiembre de 2006, La Paz.

YPFB también depende de los informes sobre los volúmenes transportados por Transredes, la empresa que maneja los oleoductos y gasoductos. En tanto que, en la mayoría de los países existe una unidad central de monitoreo que recibe información directamente de puntos fiscales de medición en plataformas y desde los ductos, donde el personal especializado se presenta en el lugar para realizar chequeos puntuales.

Este es el caso de Noruega, la Directiva Noruega del Petróleo emplea un equipo dedicado a la medición fiscal. Ellos realizan auditorías, prueban y monitorean los aparatos de operación y medición de las empresas en las instalaciones de producción y en las terminales terrestres¹⁰⁵. En Bolivia, YPFB no tiene un método adecuado e independiente de verificar los volúmenes de producción y una de las tareas más importantes de la estatal petrolera es la de construir un sistema de medición fiscal efectivo, dado que hasta una pequeña desviación en la medición puede acarrear una pérdida significativa de ingresos para el Estado.

Según el SIN, parece que hay un problema serio de evasión de impuestos en Bolivia.

*“Hay mucho que ocurre debajo del mostrador. Hay un nivel elevado de corrupción en la forma de evadir impuestos en Bolivia”*¹⁰⁶.

¹⁰⁵ Véase “Measurement worth millions”, Directiva Noruega del Petróleo, 1 de noviembre de 2005, en www.npd.no.

¹⁰⁶ Tara Rangarajan, “EITI Implementation in Bolivia: A Feasibility Study”, DFID Bolivia, Estudio de Consultoría, 24 de enero de 2005.

No ha habido un esfuerzo en Bolivia para investigar la manipulación de precios para las importaciones o el contrabando directo. Es poco probable que tales prácticas ocurran al exportar el gas natural, utilizando los principales gasoductos estatales y bajo los acuerdos de venta de gas a Brasil y Argentina, pero hay menos control sobre las ventas de petróleo y GLP. Según el CEDLA, el 2006¹⁰⁷, el suministro de GLP en el mercado interno apenas logró cubrir la demanda, aunque las cifras de producción para el 2005 duplicaban las de consumo interno. Dado que el almacenamiento de GLP es limitado y SIRESE, el cuerpo regulador, no autorizó exportación de GLP el 2005, hay una contradicción en las cifras en Bolivia. Esto sugiere la necesidad de investigar si existe un subregistro de ventas, o contrabando.

Dado que existe poca investigación, las únicas fuentes de datos son informes de prensa. Chaco (propiedad de BP y Bidas) se metió en problemas el 2004 por la exportación de petróleo ligero. La empresa tenía permiso para exportar 1,5 millones de barriles de petróleo pesado a través de Arica en Chile y fue acusado de exportar 26 mil barriles de petróleo ligero con este permiso. El petróleo ligero tiene un contenido elevado de gasolina y por tanto vale más que el petróleo pesado común. Las autoridades bolivianas iniciaron un juicio a Chaco, porque sospecharon que este producto fue exportado sin el permiso correcto y vendido en un precio más bajo que su valor real. La respuesta de

¹⁰⁷ *Poveda A., Pablo y Rodríguez, Álvaro*, El Gas de los Monopolios: Análisis de la política de hidrocarburos en Bolivia, *CEDLA, agosto de 2006*.

Chaco fue pagar \$us 1.063.680 al Estado; sin admitir su culpabilidad¹⁰⁸.

Se inició un juicio parecido en contra de Andina (propiedad de Repsol). Según informes de prensa, el 2006 se acusó a Andina de no haber declarado la exportación de 230.300 barriles de petróleo que fueron valorados en \$us 9,2 millones por la Aduana boliviana¹⁰⁹. El 10 de marzo de 2006, la prensa también informó sobre requisas de las oficinas de Andina porque los gerentes general y de operaciones no se presentaron para la audiencia del juicio¹¹⁰. Después, ambos ejecutivos fueron arrestados por el delito de contrabando, aunque fueron liberados cuando un juzgado superior anuló su detención¹¹¹. Andina ha negado vigorosamente las acusaciones. El caso continúa.

Es imposible conocer la escala de las prácticas de subregistrar exportaciones. El SIN no ha presentado información consolidada sobre este tema. Sin embargo, la prensa boliviana informó el 2004 que los registros del SIN mostraban que alrededor de 600 millones de bolivianos (\$us 75 millones) estaban en disputa entre la oficina de impuestos y las empresas petroleras por alegaciones de evasión de impuestos¹¹². Siendo éste el único dato que tenemos es la única cifra que podemos

¹⁰⁸ Véase La Prensa “Chaco desiste de recuperar dinero que la liberó de multa”, 22 de febrero de 2006 para información sobre este caso.

¹⁰⁹ La Prensa, “Tribunal anula detención de ejecutivos de Repsol YPF”, 10 de mayo de 2006.

¹¹⁰ La Prensa, “Allanan oficinas de Andina”, 10 de marzo de 2006.

¹¹¹ La Prensa, “Tribunal anula detención de ejecutivos de Repsol YPF”, 10 de mayo de 2006.

¹¹² World News Connection, “Highlights Bolivia Press, 27 August 2004”, 27 de agosto de 2004, citando un artículo en La Razón.

utilizar para estimar los costos de la evasión de impuestos al Estado. Sin embargo, es probable que sea seriamente subvalorado.

La nueva Ley de Hidrocarburos, aprobada el 2005, intenta poner coto a cualquier práctica de transferencia de precios que podría existir. La ley declara que si un contrato cita cualquier precio por debajo del precio del mercado internacional, las regalías para el Estado serán calculadas con referencia al precio del mercado internacional. Esto es un avance para corregir el problema, pero no ayuda en casos donde la empresa declara un volumen de producción subregistrado, a la vez que cita el precio correcto, ya que la transferencia de precios también ocurre en tales casos. Sin embargo, este problema está por ser solucionado, gracias a la última acción del Gobierno del MAS. Bajo la nueva negociación, YPFB tomará control de todas las ventas, manejando físicamente el producto e involucrando, por tanto, un monitoreo mucho más extenso de los volúmenes de exportación.

Conclusión

Es evidente que Bolivia tuvo que pagar el precio por captar un mayor nivel de inversión extranjera en el sector hidrocarburífero. Es decir que, el Estado dejó de percibir ingresos con la esperanza de que una mayor inversión proporcionaría beneficios dinámicos y crecientes al país.

Los costos más fáciles de cuantificar son los referentes al costo de la privatización del sector y los incentivos y subsidios ofrecidos a los inversionistas extranjeros. Sin embargo, también hay costos serios sobre los cuales es

mucho más difícil conseguir información, sobre todo, los que se relacionan con las prácticas de transferencia de precios de las transnacionales. No se puede reflejar estos costos con precisión.

**COSTOS
NO
CUANTIFICADOS**

Introducción

Es necesario apuntar cierta limitación en la metodología usada en este estudio, la cual depende de la utilización de cifras sobre cada aspecto abordado, a fin de permitir un análisis de la contribución económica neta para Bolivia. Sin embargo, existen otros costos directamente relacionados con la presencia y las prácticas de las empresas petroleras. Los dos principales costos no cuantificables que se identificó en el curso de este estudio son los ambientales y los ingresos que el Estado pierde por los abusos cometidos por parte de las empresas en los contratos. Estos temas son presentados en esta sección, con una explicación de los tipos de costos incurridos.

Pérdida de ingresos por “abusos contractuales” de las empresas

Como ya se mencionó, el Estado boliviano ha acordado pagar a las petroleras según los precios internacionales por los carburantes que se consume en el mercado

interno. Dado este acuerdo, el Gobierno intenta asegurarse que el petróleo, gas y GLP bolivianos no se vendan a los mercados externos en precios más bajos que los que éste paga por ellos. Por tal motivo, ha instituido el principio de “paridad de exportación” en contratos con inversionistas extranjeros. El SIRESE es el encargado de asegurar, tanto la regularidad del suministro en el mercado interno, como el respeto a la paridad de exportación.

El SIRESE ha documentado un gran número de casos de petroleras que han vendiendo estos productos a precios más baratos en el mercado de exportación que en el mercado interno. En Bolivia, esto se considera como una “actividad anticompetitiva” y falta de cumplimiento del contrato entre el Gobierno y las empresas. El SIRESE no tiene poder para multar a las empresas por tales prácticas abusivas, pero tiene la facultad de emitir una resolución exigiendo que la empresa reduzca el precio que cobra en el mercado interno. Dado que tales casos corresponden a un abuso de contrato y requieren que el Gobierno pague un subsidio más elevado sobre carburantes y que los ciudadanos paguen más por los carburantes. También se puede clasificar a estas instancias de precios excesivos en Bolivia como un costo para el país.

Los casos documentados por el SIRESE cubren una variedad de diferentes períodos entre 1999 y 2005 e involucran una larga lista de empresas¹¹³. Solicitamos detalles a SIRESE sobre los volúmenes vendidos a precios más baratos en el mercado de exportación y las diferencias entre los precios durante estos períodos. Con esta

¹¹³ Véase www.superbid.gov.bo/antimonopolicas.html

información hubiera sido posible cuantificar el costo para el país. Sin embargo, el SIRESE consideró que esta información es confidencial, porque tiene que ver con el tema de competencia, una respuesta algo inusual, dado que esta conducta es clasificada como una práctica anticompetitiva.

Costos ambientales

La extracción de petróleo y gas puede tener un número de efectos dañinos en el medio ambiente y por extensión en la salud humana. Proyectos en tierra firme—como Bolivia— pueden acarrear efectos serios en fuentes de agua, pesca y ganadería, dañando así las vías de ingreso y la salud de comunidades rurales.

No es posible realizar aquí un estudio exhaustivo al respecto, pues requeriría un comentario mucho más largo. También es difícil cuantificar los efectos de las operaciones, dada la variedad de materiales utilizados y los diferentes contextos y profundidades. Sin embargo, en términos generales, los efectos principales de la exploración, perforación, extracción y transporte pueden ser resumidos como sigue¹¹⁴:

- Deforestación; como resultado del ingreso de equipos de exploración, la construcción de pistas de aterrizaje, nuevas carreteras, la perforación de pozos y la construcción de plataformas.
- Descargos rutinarios de cortes de perforación y barro cuando se realizan perforaciones durante

¹¹⁴ Paul Epstein y Jessie Selber, Oil: A life cycle analysis of its health and environmental impacts, *The Centre for Health and the Global Environment, Harvard Medical School, marzo de 2002.*

las etapas de exploración y extracción. Éstos contienen tóxicos y contaminantes con efectos crónicos en el medio ambiente, los suelos y fuentes de agua. También puede tener un impacto negativo en la salud del ganado que es expuesto a forrajes y aguas contaminadas.

- Derrames, explosiones e incendios que ocurren con bastante frecuencia en el curso de la perforación y extracción.
- Quemadas de gas en el punto de extracción que causa contaminación significativa del aire.
- Derrames y filtraciones que ocurren de manera rutinaria en el curso del transporte de petróleo y subproductos petroleros, provocando la contaminación de aguas subterráneas, matando vegetación y exponiendo ganado a petróleo crudo, el mismo que puede causar la muerte súbita.

La contaminación del agua es un problema particularmente difundido. El agua contaminada en el curso de la extracción (conocida como ‘agua producida’ en la industria) suele contener cantidades variables de “metales pesados, hidrocarburos aromáticos volátiles (como benzina) y un gran abanico de otros compuestos potencialmente tóxicos”¹¹⁵. Si bien se puede tratar el agua, el proceso es costoso y generalmente es aplicado de manera selectiva por las empresas petroleras. Es poco probable que países en desarrollo con regulaciones ambientales más débiles vayan a forzar a la industria a mejorar sus prácticas en relación a la contaminación del agua.

¹¹⁵ *Ibid.*

De manera parecida, muchas filtraciones y derrames ocurren en países en desarrollo, donde los reglamentos de seguridad para oleoductos suelen ser aplicados deficientemente. Mientras los derrames grandes, como el del Exxon Valdez en Alaska, atrapan los titulares de los medios; otros más pequeños y frecuentes ocurren todo el tiempo, pero son poco difundidos. Sin embargo, la cantidad de petróleo que se registra en los derrames menores es, de hecho, mayor en relación a los derrames grandes¹¹⁶. Muchas veces hay negligencia en la manutención de oleoductos, sobre todo en países en desarrollo. Estos países tienen una desventaja adicional, ya que sus oleoductos suelen ubicarse en la superficie de la tierra, debido a que ello es menos costoso que enterrar el ducto. En Bolivia, normalmente se ubican los gasoductos bajo tierra, pero los oleoductos suelen estar por encima de la superficie. Por tanto, filtraciones de estos oleoductos fácilmente tienen efectos directos en la salud del ganado y las tierras de cultivo locales, contaminando aguas subterráneas y suelos, haciendo que la tierra se vuelva incultivable. Esto puede tener efectos negativos para las comunidades, ya que éstas pueden ver reducidos sus ingresos, así como su acceso a la alimentación y al agua potable.

Evidentemente, los que sufren más con la presencia de empresas petroleras en Bolivia son las comunidades rurales indígenas. Muchas veces el territorio de una comunidad (un Territorio Comunitario de Origen o TCO) está cruzado por diversas concesiones y ductos, separando a la gente de sus fuentes de agua y cultivos, además

¹¹⁶ *Ibid.*

de provocar problemas entre comunidades. Por encima de las divisiones físicas y sociales, el daño ambiental causado por las actividades de la industria petrolera, es significativo. Dado que Bolivia tiene un nivel muy elevado de biodiversidad —es uno de los 10 países con mayor biodiversidad en el mundo— el daño ambiental causado por las empresas, naturalmente, acarrea costos mucho más elevados.

Gasoductos y exploración

La construcción de gasoductos en Bolivia ha causado incursiones mayores en territorios indígenas. Para instalar un ducto las empresas tienen que limpiar amplias fajas de bosque. Uno de los resultados de esto es, por supuesto, la deforestación en gran escala y la degradación de bosques y suelos, además de la contaminación de fuentes de agua. Esta apertura del bosque facilita, a la vez, el acceso al mismo. Esto conduce a un incremento en la extracción ilegal de madera, caza y pesca en tierras indígenas y en áreas donde el acceso era mucho más difícil. Comunidades indígenas terminan perdiendo las fuentes de su sobrevivencia y en consecuencia la inseguridad alimenticia puede aumentar.

La construcción del principal gasoducto fue un enorme proyecto de ingeniería transponiendo varias áreas protegidas, incluyendo el Gran Chaco boliviano, lo que condujo a una ola de protestas en las áreas por donde el gasoducto cruzaría. Sin embargo, fueron las comunidades junto a ONGs que, a través de las empresas, canalizaron fondos de financiamiento con instituciones como el Banco Mundial, el Banco Interamericano de Desarrollo

para llevar adelante dicho proyecto, mismo que se inició en 1997. Como muchas veces ocurre, las empresas y los financiadores estaban renuentes a compartir información de manera transparente con las comunidades y escuchar sus demandas¹¹⁷. Fue así que, aunque se completaron las evaluaciones del impacto ambiental, éstas no fueron presentadas a las comunidades en un formato comprensible por lo que se dio esta tarea a las ONGs con el objetivo de que las comunidades locales puedan debatir internamente.

Los impactos que las comunidades sufrieron, en consecuencia, han sido documentados de la siguiente manera¹¹⁸:

- Los campamentos fueron establecidos en El Carmen Rivero Torrez —violando los planes de manejo ambiental— y trayendo un enorme flujo de trabajadores y movilidades a este pequeño pueblo rural.
- Lo que desembocó en una escasez de viviendas, ya que los trabajadores ocuparon casas de familia, en lugar de construir su propio alojamiento en los campamentos. Los trabajadores también ocuparon la posta sanitaria local y el equipo médico del pueblo tuvo que trasladarse a la escuela, aumentando el riesgo de la transmisión de enfermedades contagiosas en la niñez local.

¹¹⁷ Suárez, Rosa V.; Crespo, Miguel A.; Guardia, Henry, Problemática Socioambiental del Gasoducto Bolivia-Brasil: La experiencia boliviana, *Probioma-Olca, septiembre de 2000*.

¹¹⁸ *Ibid.*

- Esto presionó sobre las fuentes locales de agua, contaminándola y dejando a la población con escasez de agua potable. Se dañó la infraestructura sanitaria.
- Hubo un aumento en la contaminación por ruido y basura porque no se disponía correctamente los deshechos.
- El único teléfono en el poblado dejó de estar disponible para el uso de las comunidades locales.
- Hubo un incremento en asaltos sexuales a mujeres.
- Se produjo escasez de muchos productos de primera necesidad y sus precios subieron, entre ellos, los de medicinas.
- Negocios locales reportaron pérdidas porque los trabajadores rehusaron pagar por los bienes y servicios que consumieron.
- La deforestación también resultó, a la vez en la destrucción de carreteras y otra infraestructura local (como cables de teléfono y de luz eléctrica).

Se hubiera podido evitar muchos de estos impactos, si se hubiera respetado el plan de manejo ambiental, que exige que los campamentos sean establecidos a una distancia de 6 km de los pueblos.

Como resultado de las dificultades que surgieron con la presencia de trabajadores de la construcción, se crearon comités de “fiscalización” para monitorear su trabajo y las prácticas de la empresa. Originalmente se ofreció una compensación de \$us 85 mil a El Carmen. Los montos finalmente cancelados fueron de \$us 1.056.069 para los seis

municipios afectados, con lo que El Carmen recibió \$us 365 mil. Las comunidades indígenas recibieron \$us 3.716.039¹¹⁹. La inversión en la construcción del gasoducto en toda su extensión fue de \$us 2.037 millones, con \$us 437 millones invertidos en el tramo boliviano.

Otra causa mayor de daño ambiental por la industria petrolera fue la construcción del gasoducto de Cuiabá (un ramal del gasoducto principal Bolivia-Brasil). Fue construido a través del Pantanal boliviano. Este es un enorme espacio de tierras pantanosas que se extiende entre Bolivia, Paraguay y Brasil, uno de los ecosistemas más extensos y ricos del mundo, con una enorme riqueza en biodiversidad. El gasoducto fue construido entre la estación de Río Grande —cerca de Santa Cruz— Sao Paulo y Porto Alegre. El tramo boliviano mide 557 km y pasa por el Pantanal Otuquis, registrado como área protegida nacional y habitada por pueblos indígenas Chiquitanos y Ayoreos.

Si bien el gasoducto hubiera podido ser construido alrededor de este bosque, las empresas ahorraron varias decenas de millones de dólares al cruzarlo en línea directa. Se cita la construcción de este gasoducto como uno de los ejemplos más claros de la complicidad entre el Estado y las empresas, al ignorar normas ambientales internacionales. Este es un buen ejemplo de la debilidad de las regulaciones ambientales en Bolivia.

La construcción de gasoductos ha provocado grandes protestas, ha iniciado largos procesos de negociación entre empresas y comunidades y ha estimulado la creación de comités locales de monitoreo. Los proyectos de

¹¹⁹ *Ibid.*

exploración y producción de las empresas petroleras han provocado respuestas similares, aunque muchas veces en una escala menor. Algunos ejemplos documentados por la ONG boliviana Fobomade incluyen¹²⁰:

- La explosión y el incendio en un pozo en Madrejones, operado por Pluspetrol (Argentina), empezó en octubre 1998 y siguió ardiendo durante cinco meses. En este caso, el gobierno no realizó una auditoría ambiental, aunque la ley establece que se debe realizarla en el plazo de 15 días de haber ocurrido el problema.
- El incumplimiento por parte de Chaco (BP y Bricidas) con la Evaluación de Impacto Ambiental en Ipa, ubicada en el municipio de Villamontes, en 1999. La empresa no cavó fosas para deshacerse de barro contaminado, contaminó el río Ipa, causando la muerte del ganado y utilizó las propias fuentes de agua de la comunidad —que eran vitales para el riego agrícola— en vez de cavar sus propios pozos para extraer agua.
- La quema de gas en el campo Margarita en un pozo de Maxus. La empresa recibió permiso para quemar 30 mil metros cuadrados por día durante más de tres meses; siendo que en la mayoría de los países occidentales sólo se permite la quema de gas bajo ciertas circunstancias —como operaciones en extracciones submarinas alejadas de la costa— debido a la contaminación

¹²⁰ Tomados de Fobomade, Boletín No. 20, abril de 2000.

significativa del aire. Por supuesto, esta actividad también tiene un impacto en el cambio climático a través de la emisión de metano y dióxido de carbono.

Pagos por daños

La forma más común de pago por daños que realizan las empresas a las comunidades es a través de un plan de compensación negociada anticipadamente. Esto se lleva a cabo mediante políticas promovidas por actores, como el Banco Mundial, organismo que influencia a las empresas a proporcionar compensaciones por daños causados, a través de fondos destinados a actividades de desarrollo comunitario. Este proceso ha sido manejado de manera errática en Bolivia, ya que muchas veces fueron las mismas empresas las que redactaron dichos planes. Es decir que éstos se aplicaban con serias carencias de criterios útiles para el desarrollo, porque los actores locales no participaban en la elaboración del proyecto y la empresa podía establecer de manera unilateral el monto a pagar, sin fundamentarlo en cualquier evaluación real y transparente de las pérdidas para la comunidad. De ahí que la comunidad se quejaba por haber recibido compensaciones mínimas por parte de la empresa. También se han dado casos en los que los planes de compensación fueron presentados por las empresas como ‘donaciones’ en apoyo al desarrollo de las comunidades locales pobres, y no como pago por daños causados.

Los pagos por daños de las empresas varían según la capacidad de negociación de las comunidades afectadas. Esto también ha contribuido a una aplicación sumamente desigual de compensación.

Es justo decir que después de la privatización y dado el aumento de la presencia de empresas petroleras extranjeras operando en Bolivia, las comunidades locales se han visto forzadas a desarrollar rápidamente su capacidad de monitorear las prácticas empresariales y negociar tratos de compensación. En base a esta experiencia, se han criticado estos modelos de compensación.

“Ahora nuestra posición es que no puedes poner un precio a un bosque. La biodiversidad que tienes no tiene precio y no puede ser compensado. No es como un pedazo de daño que pagas y luego te vas. Es una pérdida permanente y continúa”¹²¹.

El costo de la pérdida de la biodiversidad

Existen alrededor de 90 millones de personas que padecen la enfermedad de Chagas en el mundo. Ésta se originó en América Latina pero ahora se ha expandido, ya que definitivamente es una enfermedad propia de los países en desarrollo (y de personas pobres) ninguna empresa farmacéutica transnacional ha invertido en la búsqueda de un tratamiento o el desarrollo de estrategias de prevención.

Actualmente, se estima que la mitad de la población boliviana padece de Chagas. Debido a que el mal de Chagas causa problemas de productividad, la alta incidencia de esta enfermedad acarrea un enorme costo económico para el país. El Gobierno

¹²¹ Entrevista con Miguel Crespo, Probioma, 15 de septiembre de 2006, Santa Cruz.

boliviano está intentando enfrentar el problema, aplicando químicos a las casas como parte de su programa de prevención. Sin embargo, el uso de éstos han sido prohibidos a nivel internacional porque causan cáncer, además de ello se ha puesto en tela de juicio su efectividad. La población también trata de evitar la fumigación de sus casas, porque podría causar la muerte de su ganado.

Por su parte, Probioma —una ONG boliviana— ha descubierto un microorganismo que puede controlar el Chagas. Éste, contrarresta la expansión de la enfermedad matando a los insectos que lo portan. Esto, por supuesto, gracias a la biodiversidad que existe en Bolivia y los estudios realizados por Probioma. Sería imposible otorgar un precio a estos recursos y es totalmente imposible hablar de compensación si este microorganismo fuera perdido.

Con una mayor comprensión sobre la pérdida que las empresas petroleras ocasionan a la biodiversidad, las comunidades proponen el pago de un usufructo por el uso de la tierra a las petroleras. Es decir que, en lugar de un sólo pago por compensación, las comunidades recibirían un pago anual por el uso de su territorio. Esto reflejaría el valor de la tierra y de la biodiversidad que sufren impactos negativos debido a las actividades que realizan las petroleras. Este concepto ha sido adoptado en la nueva Ley de Hidrocarburos promulgada el 2005. Dicha norma incluye una “regalía local” formulada como un pago anual a comunidades, cuyas tierras son ocupadas

por las empresas. Los bolivianos sienten que así se refleja mejor el valor por la pérdida continua de la biodiversidad en el país.

Derrames de petróleo

El 30 de enero de 2000 se produjo un derrame de petróleo en un oleoducto de Transredes (Enron-Shell), afectando las aguas del Desaguadero. Este río que conecta los lagos Titicaca y Poopó se vio anegado con una mezcla de petróleo crudo y gasolina durante 32 horas. La petrolera informó que 5 mil barriles se habían derramado; posteriormente se estableció que el equivalente a 29 mil toneles filtró del oleoducto.

Una investigación posterior reveló que el oleoducto, construido por YPFB en 1965, tenía una seria necesidad de reparación. Parte del razonamiento de la privatización era que la inversión extranjera iba a traer tecnología de punta, mejores equipos, además mantenimiento. Esto también debería incluir un manejo ambiental mejorado y más limpio.

La encargada de monitorear el desempeño de la industria petrolera *downstream*, incluyendo la infraestructura del transporte, el SIRESE, inspeccionó los oleoductos en 1999 y pidió a Transredes realizar una manutención urgente en varios sectores, entre ellos el lugar de la ruptura; sin embargo, la petrolera no tomó acción alguna al respecto. Después del derrame, el SIRESE impuso una multa a la empresa de \$us 110 mil. Lo más preocupante fue que la empresa tardó 32 horas en cerrar las válvulas. No se había enterado sobre el escape ya que no contaba con un sistema de monitoreo para detectar filtraciones.

Éste fue uno de los temas más criticados por las ONGs ambientalistas en Bolivia.

“La cosa más asombrosa era que su tecnología estaba totalmente obsoleta”¹²².

El derrame de petróleo contaminó 160 km del río y sus aguas, desbordadas por el exceso de lluvias, se dispersaron por los canales de riego, afectando tierras de cultivo y praderas. Entre 7.000 y 8.000 familias de 127 comunidades de los departamentos de La Paz y Oruro fueron afectadas¹²³.

El derrame de petróleo contaminó extensas áreas, trayendo serias complicaciones para la gente que vive a lo largo del río. Sin embargo, una auditoría ambiental oficial¹²⁴ encontró que Transredes no había proporcionado información a las comunidades afectadas hasta una semana después del hecho. Dados los peligros que acarrearán estos desechos tóxicos y la contaminación del agua, utilizada para el consumo diario de humanos y animales, la respuesta de Transredes fue totalmente inadecuada. La auditoría también reveló que el suministro de agua limpia era totalmente incorrecto en el contexto de un derrame de petróleo.

Si bien, Transredes promovió cierta asistencia en salud proporcionando vacunas y tratamiento antiparásitos

¹²² Entrevista con Patricia Molina, Fobomade, 19 de septiembre de 2006, La Paz.

¹²³ Véase Herbas, Gabriel, “Derrame de Transredes en el Río Desaguadero” en Fobomade, Exploración de Hidrocarburos y el Medio Ambiente en un Escenario Neoliberal, 2002.

¹²⁴ ENSR Internacional, “Auditoría Ambiental del Derrame de Hidrocarburos en el Río Desaguadero”, abril de 2001.

para los niños, ignora cualquier efecto colateral que las comunidades hubiesen sufrido al ser expuestas a agentes de contaminación en el aire, agua y posiblemente en su alimentación. Estos hechos develan que para la petrolera este tema merece poca atención.

A pesar de que el Altiplano no es una zona de alta producción agrícola, el río y la región circundante se convirtieron en zonas críticas para la ganadería y los cultivos, puesto que el Desaguadero proporcionaba agua para el consumo humano y el riego. Del total de las comunidades afectadas, sólo cuatro no dependen de la ganadería para su subsistencia¹²⁵. La producción de cultivos se destina mayormente al forraje y al autoconsumo. Los productos del ganado (queso, leche, etc.) se venden en los mercados locales y los ingresos generados cubren sólo las necesidades básicas de las familias. El 80% de su población es pobre, por tanto, las comunidades son extremadamente susceptibles a cualquier emergencia.

Los impactos del derrame en el ganado fueron muy serios, con un número significativo de muertes, enfermedades y deformaciones genéticas en las crías. Esto debido a que el forraje fue afectado por la contaminación de las tierras de cultivo, así como las fuentes de agua donde beben los animales. Por tanto, la producción lechera, de carne y de lana en las comunidades fue muy afectada, además de ello, las reservas de pescado también decayeron.

Por supuesto, todo esto tuvo un impacto dramático en la fuente principal de ingresos familiares. Pero el problema no terminó ahí; los campesinos encontraron que

¹²⁵ *Ibid.*

el derrame había afectado sus fuentes de alimentos, reduciendo el acceso y disponibilidad a éste. Centros de salud locales registraron un aumento en los casos de conjuntivitis, migrañas, dolores abdominales, lesiones de la piel y diarreas. Tanto así que las familias se veían obligadas a gastar mucho más dinero en servicios de salud, mientras veían reducirse sus magros ingresos. Los impactos a largo plazo aún no han sido determinados con certeza.

La auditoría develó también que los veterinarios contratados por Transredes habían intentado minimizar los impactos del derrame en la salud de los animales y que la empresa había rehusado repetidas veces compensar a los campesinos por las enfermedades y posteriores muertes de su ganado.

Mientras Transredes declaró que sólo 258 animales murieron como consecuencia del derrame, las comunidades aseveraban que la cifra real era 35.904¹²⁶.

La limpieza tuvieron que hacerla los campesinos a cambio de \$us 6 diarios. El trabajo consistía en recoger el petróleo en bolsas de plástico. Transredes debió haber concluido este trabajo en el plazo de dos meses, pero hasta fines de diciembre del 2000 no se había concretado.

Más tarde estas bolsas fueron trasladadas a una fosa forrada de plástico en el pueblo altioplánico de Sica Sica. Este sitio iba a servir de depósito temporal hasta disponer correctamente de los desechos; sin embargo, el material sigue allí hasta hoy. La auditoría ambiental realizada por una empresa de EE.UU. argumentó que no se había realizado el análisis convencional, ni la separación de los desechos. Los medios de prensa informaron que Transredes

¹²⁶ *Ibid.*

no tenía el permiso para disponer de los desechos¹²⁷ y para enero del 2001 se empezó a notar la presencia de petróleo en el área¹²⁸.

Transredes inició un proceso de negociación para una compensación con las comunidades afectadas. Nombró evaluadores para contactarse con las familias y llenar formularios detallando pérdidas. La petrolera cuantificó un pago a cada comunidad, según las pérdidas reportadas, la mayor parte de las veces, ofreciendo mucho menos que los montos solicitados. Previa indemnización, la comunidad debía firmar un compromiso de renuncia a cualquier demanda civil en contra de la empresa.

A través de este acuerdo Transredes asumió voluntariamente el pago por los daños¹²⁹, sin responsabilizarse por el derrame de petróleo en la zona. De las 127 comunidades afectadas, 125 firmaron el acuerdo. Dadas las condiciones de extrema pobreza, la falta de trabajo y apoyo del gobierno, Transredes logró que los campesinos accedieran a su oferta.

Éste fue, por supuesto, un proceso de negociación privada entre la empresa y las comunidades, que dejó de lado a las autoridades ambientales. El total de la compensación no alcanzó a \$us 1,2 millones¹³⁰.

¹²⁷ La Prensa "Derrame: Transredes es multada por la apertura de fosas en Sicasica", 13 de septiembre de 2001.

¹²⁸ Presencia, "Transredes no entregó información a ENSR", 22 de enero de 2001.

¹²⁹ Fobomade, "Análisis y evaluación del proceso y los conflictos socioambientales derivados de la contaminación por el derrame de petróleo en el río Desaguadero: Un año después del desastre ambiental", Oruro, enero de 2001.

¹³⁰ Para una lista de los pagos de compensación por comunidad véase Fobomade, "Sanción a la contaminación por el derrame de petróleo", Oruro, febrero de 2001.

“Había mucho manipuleo de las comunidades por parte de Transredes —el proceso creó muchas divisiones”¹³¹.

Como este derrame fue tan grande, se requirió una auditoría ambiental oficial, para lo cual, una empresa estadounidense fue contratada. El informe fue finalmente presentado el 2 de abril de 2001. Se declaró que Transredes debía pagar \$us 3,7 millones por el daño inmediato a la propiedad privada (pérdida de ganado y cultivos, ingresos reducidos, etc.) y \$us 2,2 millones por daños a la propiedad pública (flora, fauna, biodiversidad). Estos montos, por supuesto, son mayores a los que Transredes había pagado, por lo que fue obligada a cubrir la diferencia. Sin embargo, se sabe que en países como Brasil estas compensaciones alcanzan cifras mucho más elevadas. En un caso muy parecido, Brasil exigió a Petrobras el pago de \$us 90 millones¹³², según señalan ONGs bolivianas.

Transredes y el gobierno boliviano acordaron que los \$us 2,2 millones serían empleados en programas aprobados por el Ministerio de Agricultura y que la ONG estadounidense Care iba a desarrollar algunos proyectos. Esto quiere decir que los pagos por daños son considerados como fondos de desarrollo.

Un año después del derrame, las autoridades ambientales en Bolivia aplicaron una multa de \$us 1,9

¹³¹ Entrevista con Henry Tito, CEADES, 14 de septiembre de 2006, La Paz.

¹³² Véase Herbas, Gabriel, “Derrame de Transredes en el Río Desaguadero” en *Fobomade*, Exploración de Hidrocarburos y el Medio Ambiente en un Escenario Neoliberal, 2002.

millones a causa de las medidas tardías tomadas por Transredes¹³³. La empresa apeló arguyendo haber pagado costos elevados por concepto de limpieza del río. Hasta ahora, no ha pagado esta multa¹³⁴.

Este no es el único caso de derrames en los oleoductos de Transredes, ya se ha informado sobre otros menores. En el mismo año, se derramaron 600 barriles en el río Parapetí y las comunidades indígenas fueron afectadas por la contaminación del agua que se utilizaba para tomar, lavar y cocinar¹³⁵ y una pérdida significativa de peces. En este caso, no se aplicó multa alguna. En mayo de 1999 hubo un derrame en una instalación de Transredes que contaminó el agua en Cuchiri, municipio de Santa Cruz. Se multó a la empresa con \$us 2 mil.

El problema más reciente fue con los ductos de Transredes. Un gasoducto que se encontraba en la superficie explotó, causando un enorme incendio que afectó a 200 familias de una comunidad. Aunque nadie murió, muchos sufrieron quemaduras graves y tuvieron que viajar a Argentina para recibir tratamiento médico. Se ha iniciado un juicio a Transredes por la suma de \$us 30 millones. Es probable que el juicio se extienda durante años sin los encontrar resultados esperados.

La falta de aplicación de la Ley Ambiental ha sido un tema recurrente en Bolivia. Esta omisión por parte del Estado —ausencia de monitoreo efectivo al sector, falta de imposición de las leyes ambientales, acuerdos

¹³³ *Ibid.*

¹³⁴ La Prensa, "Transredes no quiere pagar multa por daño ambiental", 21 de abril de 2006.

¹³⁵ *Fobomade* Boletín No. 22, agosto de 2000.

sobre evaluaciones de impacto ambiental y convenios con las comunidades— ha tenido, impactos ambientales negativos. Si bien, las petroleras han pagado por daños causados al medio ambiente, muchos de ellos han sido insuficientes para compensar las pérdidas.

**LA CONTRIBUCIÓN
ECONÓMICA
DEL SECTOR
DE HIDROCARBUROS
EN BOLIVIA**

Introducción

Hasta aquí tenemos bastante información para completar nuestro análisis sobre la contribución actual del sector de hidrocarburos en la economía boliviana. La comparación entre los beneficios que reciben el Estado, los trabajadores y las empresas locales, y, los costos e ingresos perdidos en la implementación de la privatización, como política para atraer inversión extranjera, es un modo útil para juzgar el éxito de las políticas de privatización e inversión en el país. Vale la pena recordar que estas políticas fueron implementadas por el gobierno de Sánchez de Lozada bajo las recomendaciones del BM y el FMI, con el apoyo continuo de las instituciones financieras internacionales.

Análisis

La Tabla 16 presenta un resumen de los datos recogidos en el estudio, contrastando los costos iniciales con los costos continuos de la reforma, fuentes de ingresos perdidos y beneficios que la economía boliviana recibió entre 1999 y 2004.

Tabla 16
Análisis de la contribución económica del sector de petróleo y gas a Bolivia,
en dólares americanos

Beneficios	Costos e ingresos perdidos	
Sueldos	775.980.000	Costo de reforma 56.688.390
Regalías e impuestos	1.238.585.362	Incentivos iniciales para inversión 834.944.022
Dividendos	130.528.002	Incentivos de impuestos 839.452.364
		Subsidio de carburantes 410.120.000
		Evasión de impuestos (estimada) 75.000.000
Total	2.145.093.364	2.216.204.776

Fuente: *Elaboración propia en base a datos expuestos en los capítulos anteriores.*

Los costos e ingresos perdidos por el gobierno boliviano son muy elevados, en relación a los beneficios de la privatización del sector petrolero en este período de seis años. Este análisis brinda algunos aportes sobre los costos de las políticas aplicadas en Bolivia.

Si bien los dos primeros datos citados hacen referencia a costos únicos iniciales; los que siguen, son áreas permanentes de pérdida para el país.

Es posible asegurar que los años iniciales de la privatización se caracterizaron por arrojar, en el mediano y largo plazo, ganancias más altas —en regalías e impuestos— posteriormente los costos fueron subiendo. También se puede notar que los costos continuos por incentivos en el pago de impuestos, subsidios y evasión impositiva, exceden a la contribución hecha por las empresas al Estado. Al parecer, el costo de la aplicación de una política de privatización en el país, fue mucho más significativo de lo que se pensó.

Algunos podrían argumentar que el nivel de inversión obtenido no se hubiera alcanzado sin estos incentivos. Sin embargo, actualmente se está llegando a la conclusión de que los incentivos de impuestos e inversión no son los factores determinantes cuando las transnacionales deciden invertir. La inversión extranjera, no pueden hacer otra cosa que ir donde se ubican los recursos, sobre todo cuando éstas están dedicadas a actividades de extracción.

Por la misma naturaleza del sector, las decisiones de ubicación son motivadas por la geografía y no por los regímenes fiscales. En muchos países, las empresas petroleras pagan contribuciones mucho más elevadas a los Estados.

También es importante recordar que el Banco Mundial ha encontrado que Bolivia no recoge suficientes impuestos, dado su nivel de desarrollo. Tanto los impuestos empresariales como las tributaciones sobre ingresos personales, están por debajo de los niveles esperados de ingresos para el Estado; en tanto que los impuestos sobre bienes y servicios son más elevados de lo normal¹³⁶. Esto significa que hay una necesidad urgente de elevar los impuestos sobre ingresos, una medida que permitiría al Gobierno financiar iniciativas muy necesarias para la reducción de la pobreza.

Esta contribución real mínima para la economía nacional se contrapone con los altos costos para el medio ambiente.

“El tema clave es que el medio ambiente es siempre sujeto a lo económico pero aunque el sector energético es importante no es el panacea para el país, y si hay pocos ingresos, poco control del sector, pocos beneficios y enormes costos ambientales ¿porqué estamos siguiendo este camino? Necesitamos recordar que también estamos perdiendo otros recursos”¹³⁷.

Ya sabemos que son las comunidades pobres las que están cargando el peso de los costos ambientales pero el impacto sobre la biodiversidad es otra pérdida enorme para el país. Si bien este potencial económico es poco investigado y constantemente subvalorado también,

¹³⁶ G. Perry, O. Arias, J. Humberto López, W. Mahoney, L. Servén, Poverty Reduction and Growth: Virtuous and Vicious Circles, Banco Mundial, 2006.

¹³⁷ Entrevista con Miguel Crespo, Probioma, 15 de septiembre de 2006, Santa Cruz.

es cierto que hay muchas oportunidades nuevas para el desarrollo de los recursos genéticos y la biotecnología¹³⁸, particularmente en las industrias farmacéuticas y de cosméticos.

Bolivia es portadora de una extensa biodiversidad esperando ser desarrolladas a través de políticas públicas adecuadas. El Convenio Internacional sobre la Diversidad Biológica también propone un acceso internacional y un régimen para compartir beneficios sobre recursos genéticos, lo que representa un punto de partida útil para países en desarrollo. Aunque no se ha pensado mucho en estas líneas, constituyen una opción política que no merece ser ignorada.

Comparación entre dos períodos: antes y después de la privatización

Para muchos bolivianos, es importante comprender cómo ha cambiado la situación después de la privatización. Como ya hemos comentado, hubo un gran debate nacional sobre la privatización de YPFB y muchos grupos de interés que se oponían a ella. Por tanto es importante comparar los beneficios que arrojó la industria petrolera para el país, antes y después de la privatización.

En 1996 el Ministro de Capitalización aseguró al pueblo boliviano que no iba a haber pérdida alguna en los ingresos fiscales y que el Tesoro iba a quedar en una posición favorable¹³⁹. Esta fue una de las garantías ofrecidas

¹³⁸ *La biotecnología es cualquier aplicación tecnológica que utiliza sistemas biológicos, organismos vivos o cualquier derivado de éstos, para hacer o modificar productos o procesos para usos específicos.*

¹³⁹ Véase los comentarios de Alfonso Revollo, ministro de capitalización, citado en Los Tiempos, "Proceso de capitalización en YPFB no sufrió cambios estructurales", 4 de febrero de 1996.

por Sánchez de Lozada a los líderes sindicales en el proceso de negociación¹⁴⁰. Pero, como se ve en la Tabla 17, la contribución hecha por YPFB al Tesoro en los seis años anteriores a la privatización fue superior a la del período de privatización. Esta tabla incluye los pagos totales, impuestos sobre la venta, además de la contribución de YPFB; pero sin contar con la contribución de los consumidores. Esto es necesario para asegurar una comparación justa entre antes y después de la privatización, dado que en la sección sobre regalías e impuestos, sólo hemos examinado la contribución de las empresas.

Para los seis años anteriores a la privatización, la transferencia al Estado anual promedio fue de \$us 298,43 millones. Para los seis años posteriores a la privatización, la transferencia al Estado anual promedio fue de \$us 206,43 millones. Excluyendo todas las contribuciones de los consumidores, la contribución total de YPFB en los seis años anteriores a la privatización fue de \$us 1.790,6 millones. Los seis años después de la privatización, las empresas contribuyeron \$us 1.238,6 millones. Esto significa una reducción de \$us 52 millones y 31% frente a las operaciones de YPFB.

Entonces, en la comparación entre regalías e impuestos (excluyendo impuestos sobre ventas) vemos que YPFB contribuía más al Tesoro que las empresas después de la privatización. También es necesario recordar que la contribución de YPFB vino sin los costos de la reforma: subsidios, repatriación de ganancias, riesgos de evasión de impuestos o abusos en el cumplimiento de contratos.

¹⁴⁰ Última Hora, "Banco Mundial interviene en diálogo COB-Gobierno", 5 de abril de 1996.

Tabla 17
Pagos de YPFB al TGN antes de la privatización, en millones
de dólares americanos

Año	Ingreso total de YPFB	Pagos al Tesoro	Impuestos sobre ventas	Contribución de YPFB sin impuestos sobre Ventas
1991	641,1	416,7	56,1	360,6
1992	562,5	365,6	68,3	297,3
1993	610,8	397,0	66,8	330,2
1994	500,0	325,0	70,2	254,8
1995	529,1	343,9	75,8	268,1
1996	562,8	365,8	86,2	279,6
Total	3.406,3	2.214,0	423,4	1.790,6

Fuente: Villegas Q., Carlos, Privatización de la industria petrolera en Bolivia: Trayectoria y efectos tributarios, *CIDES-UMSA, CEDLA, Fobomade, Diakonía, Plura, mayo de 2004.*

Debido a que la escala de operaciones de YPFB era bastante menor, Bolivia también recibía beneficios mayores sin afectar el medio ambiente y a las comunidades locales.

Esta reducción de los beneficios para Bolivia ocurre en el contexto de un enorme aumento de las inversiones, producción y exportaciones, junto con una subida de precios. Paralela a esta 'historia de privatización exitosa', hemos mostrado que el Estado está recibiendo una parte cada vez más pequeña de los beneficios; mientras las actividades y los ingresos brutos de las empresas crecen. El país ha asumido costos bastante elevados al privatizar su sector petrolero, con la expectativa de que la inversión, producción e ingresos estatales serían mucho más altos; los resultados de este análisis, evidencia un fracaso significativo. No es sorprendente, entonces, que los bolivianos vean con mucho escepticismo los beneficios que las empresas extranjeras trajeron al país.

Transfiriendo la carga impositiva

También es cierto que después de la privatización, los impuestos sobre la venta de carburantes han cobrado mayor importancia como fuente de ingresos para el Tesoro boliviano. Este fue un elemento clave en el diseño del proceso de privatización, reconociendo el hecho de que se reducían las tasas de regalías (ver Tabla 18).

El cobro estatal total en impuestos sobre el consumo durante estos seis años fue de \$us 1.927.758,360. Ciertamente, este impuesto compite con los cobros en regalías e impuestos empresariales, ya que es sólo 17% menor que lo cobrado a las empresas. Los impuestos sobre el consumo en este período son mayores que los ingresos

Tabla 18
Impuestos pagados al TGN por concepto de ventas en el sector de petróleo y gas,
en bolivianos y dólares americanos

Impuesto	1999	2000	2001	2002	2003	2004
IEHD	72.563,186	1.141.136,265	1.096.883,114	1.130.382,359	1.009.026,371	1.106.392,164
IVA	99.123,864	151.802,713	217.240,705	140.962,012	254.205,211	240.289,933
IT	16.106,563	95.354,505	99.336,556	119.250,809	151.326,045	267.087,414
Total (bolivianos)	187.793.613	1.388.293.483	1.413.460.375	1.390.595.180	1.414.557.627	1.613.769.511
Total (dólares)	31.298.935	216.920.857	206.948.810	185.412.691	184.187.191	202.989.876

Fuente: *Servicio de Impuestos Nacionales (SIN).*

perdidos por el Estado boliviano al reducir las tasas de regalías. Esto significa que el Estado, de hecho, pudo reducir el impacto de la disminución en regalías. Ha asegurado que el pueblo boliviano mantenga los ingresos por impuestos; en tanto que la parte pagada por las transnacionales es menor.

Con la privatización la carga impositiva, que debió ser asumida por las petroleras, pasó a ser solventada por los bolivianos pobres, quienes compran carburantes en el mercado interno. Tal como fue presentado por el Banco Mundial en 1994, esta fue una opción que ha contribuido directamente al régimen fiscal altamente regresivo en Bolivia. Dado que sistemas fiscales regresivos, contribuyen a la desigualdad en los ingresos, no es sorprendente que después de la privatización la desigualdad en los ingresos en el país Bolivia haya crecido.

**CAMBIOS RECIENTES
EN EL SECTOR
DEL PETRÓLEO
Y EL GAS**

En mayo del 2005, el Gobierno boliviano —bajo una fuerte presión pública— aprobó una nueva Ley de Hidrocarburos. Ésta buscaba esencialmente volver a la situación anterior a la privatización, cuando el régimen fiscal era mucho más fuerte. También permitía a YPFB participar en toda la cadena de suministro, para que pudiera explorar, producir, refinar y exportar gas y petróleo. La nueva ley también protege los derechos indígenas y el medio ambiente.

La principal reforma fiscal en la norma del 2005 fue la abolición de la diferencia entre reservas existentes y nuevas. Todas las reservas pasaron a la tasa de regalías de 18%, que antes se aplicaba sólo a reservas nuevas. La ley, además, introdujo un nuevo tributo, el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH)) establecido en 32%. Es un impuesto directo sobre el valor de toda la producción de petróleo y gas. Esencialmente, opera como una regalía, pero es formulado como un impuesto, ya que bajo establecido por los contratos con los inversionistas extranjeros, se prohíbe al Gobierno boliviano hacer cambios en los pagos de regalías.

Este impuesto nuevo ha incrementado los ingresos del Estado porque se aplica a toda la producción petrolera; en tanto que la regalía más elevada sólo se establecía sobre un porcentaje reducido de reservas existentes en producción¹⁴¹. El pago inicial sobre el valor de la producción llega, actualmente, a 50% (32% de IDH más 18% de regalías). Con la aplicación del IDH, a partir de mayo del 2005, la actividad industrial ha aportado al Estado \$us 278,8 millones *upstream*, representando un enorme incremento frente a los \$us 30,7 millones que recibía el 2004¹⁴².

Sin embargo, el IDH no llega a aportar al Tesoro tanto como se esperaba. Dada la estructura de esta ley, los recursos deben ser distribuidos entre el Tesoro, municipalidades, universidades y prefecturas. Por otro lado, tal distribución depende del departamento donde se produce. La distribución no considera criterios de tamaño de la población o nuevos parámetros para la distribución de ingresos¹⁴³.

Tres de los cuatro departamentos productores de hidrocarburos son los más ricos de Bolivia. Tarija, por ejemplo, registra una mayor producción y, por ende, mayor proporción de recursos del IDH, restándole un buen porcentaje al Tesoro. En tanto que los departamentos no productores y, paradójicamente, más pobres reciben mucho menos.

¹⁴¹ *Esta Ley también cambió la manera de pagar impuestos. Antes de mayo de 2005 las empresas pagaron en base a su producción y costos totales en Bolivia, pero ahora pagan regalías y impuestos por campo.*

¹⁴² *Cifras del SIN.*

¹⁴³ *Para un comentario más amplio sobre las desventajas del IDH véase Poveda A., Pablo y Rodríguez, Álvaro, El Gas de los Monopolios: Análisis de la política de hidrocarburos en Bolivia, CEDLA, agosto de 2006.*

Sin embargo, dada la pobreza y desigualdad difundida en el país, es imperativo para el Gobierno central destinar ingresos petroleros hacia los departamentos más pobres. Incrementar regalías —no impuestos— sería el mejor mecanismo para esto. Sin embargo, Bolivia se vio limitada por los contratos firmados con inversionistas extranjeros (además de los tratados bilaterales de inversión). Es así que el Gobierno no pudo realizar una reforma de manera más apropiada.

La modificación para incrementar los impuestos a las petroleras fue monitoreada muy de cerca, aunque no muy bien recibida. Y mientras la ley estaba en debate, el país fue presionado por varios sectores. En junio de 2004 el FMI advirtió a Bolivia que su colaboración y la ayuda internacional dependían de la implementación de una estrategia viable para hidrocarburos y un resultado “positivo” en el referéndum nacional que el país tenía planificado¹⁴⁴. Según el FMI cualquier cambio que produjera un efecto potencial sobre los niveles de inversión iba a comprometer la posición de Bolivia con el FMI, y dada su posición con otras instituciones financieras y donantes potenciales, pondría restricciones severas sobre el financiamiento disponible para el país¹⁴⁵.

Una de las razones por las cuales el gobierno de Carlos Mesa se rehusaba a aprobar la nueva ley era que, la medida, comprometía la posición de Bolivia con el FMI. Bolivia firmó ciertas garantías en la quinta revisión de su

¹⁴⁴ La Razón, “El FMI condiciona su ayuda económica a la venta del gas”, 14 de junio de 2004.

¹⁴⁵ World News Connection, “Highlights: Bolivia Press, 8th October 2004”, artículo de La Razón.

programa Stand By con el FMI a inicios del 2005¹⁴⁶, las mismas que incluían un compromiso general de mantener un marco atractivo para los inversionistas extranjeros y respetar los contratos firmados con las petroleras, además de mantener los reglamentos establecidos en la ley que resguardaban sus inversiones. En enero de 2006, el FMI aclaró que para firmar un nuevo acuerdo Stand By con Bolivia y dar luz verde a otros acreedores para financiar préstamos al país, el Gobierno de Morales tendría que “ajustar” la ley de mayo de 2005, en particular, con referencia al impuesto IDH con el cual las empresas no estaban de acuerdo¹⁴⁷.

El FMI, por supuesto, no fue la única fuente de presión, EE.UU. también expresó su preocupación sobre la aprobación de la nueva Ley de Hidrocarburos. El representante del Tesoro del país del norte señaló que era probable que la inversión extranjera¹⁴⁸ se limitara. El ex embajador de EE.UU. en Bolivia, David Greenlee, también aclaró que una revisión del régimen de hidrocarburos —en particular, en dirección de la nacionalización— acarrearía “problemas serios” para el país y “tendría consecuencias”¹⁴⁹. La revisión de la política hidrocarburífera en Bolivia fue la razón principal por la que el país ha sido excluido de las negociaciones comerciales que entabló

¹⁴⁶ La Razón, “Un acuerdo con el FMI complica la promulgación de la ley de gas”, 9 de mayo de 2005.

¹⁴⁷ La Prensa, “Ajustes a la ley de hidrocarburos, condición para el acuerdo con FMI”, 11 de enero de 2006.

¹⁴⁸ La Razón, “Un acuerdo con el FMI complica la promulgación de la ley de gas”, 9 de mayo de 2005.

¹⁴⁹ La Prensa, “EE.UU. advierte a Bolivia si nacionaliza hidrocarburos”, 21 de junio de 2005.

EE.UU. con Perú, Colombia y Ecuador. La intervención estadounidense es muy notable en el país, pese a que sus intereses en el sector petrolero son reducidos en comparación con los de la Unión Europea.

Las empresas que operan en Bolivia se opusieron también a la nueva ley. Participaron en las reuniones con los ministros e hicieron llegar informes sobre el tema al Congreso. Según los inversionistas extranjeros esta norma era confiscatoria e iba a desalentar nuevas inversiones. Amenazaron con retirar sus inversiones del país y recurrir a los juzgados comerciales internacionales para resolver disputas¹⁵⁰.

Una vez promulgada la nueva Ley de Hidrocarburos, las empresas pagaron el impuesto correspondiente, incluyendo una declaración que definía a este pago como ilegal, por el que esperaban reparaciones futuras.

Al menos siete de las petroleras presentaron cartas al Gobierno boliviano. Éstas cuestionaban la nueva ley en el marco de los tratados bilaterales de inversión firmados por Bolivia. Las empresas que reclamaron por la nueva medida fueron: BG Group (Reino Unido), Total (Francia), Repsol-YPF (España), Pan American Energy (en la cual BP tiene un interés), Vintage (EE.UU.), Exxon Mobil (EE.UU.) y Pluspetrol (Argentina). En este punto el FMI apoyó públicamente la propuesta de compensación para las empresas¹⁵¹.

¹⁵⁰ Entrevista con Jorge Alvarado, ex representante del MAS y presidente de YPFB entre enero y agosto de 2006, 17 de septiembre de 2006, La Paz.

¹⁵¹ La Prensa, "El FMI pide compensación para las petroleras", 19 de mayo de 2005.

Por supuesto, la controversia no terminó allí. Cuando el Gobierno de Morales empezó la reforma más reciente del sector, el 1 de mayo 2006, una renegociación de los contratos se hizo inevitable. El Gobierno introdujo otro cambio al régimen fiscal, aplicando un impuesto suplementario temporal de 32% que debía ser abonado por las empresas que operan en los dos campos más grandes, San Antonio y San Alberto. Fue pagado durante 180 días mientras el Gobierno realizó auditorías y reestructuró el manejo del sector.

En noviembre de 2006 se firmaron nuevos contratos. Bajo el nuevo acuerdo, YPFB está directamente involucrada en la cadena de hidrocarburos. El 50% de las ganancias por ventas va directamente al Estado (a partir de mayo 2005). Del 50% restante, las empresas puede reclamar un máximo de 30% como costos y el restante 20% de ganancias se dividen entre las empresas y el Estado. La división de ganancias es variable según el volumen y valor de la venta. Esto significa que el Gobierno probablemente tomará alrededor de 60% de la riqueza generada por el sector petrolero bajo los nuevos contratos. Aumento significativo, frente al 27% cobrado en regalías e impuestos el año 2004. Se espera que, la porción que le corresponde al Estado crezca con el tiempo; cuando los costos de inversión se recuperen y las ganancias aumenten.

CONCLUSIÓN

La meta de este estudio fue evaluar si un país en desarrollo estable, aplicando el marco económico “correcto” y las reformas encomendadas por las instituciones financieras internacionales, obtendría beneficios efectivos de la inversión extranjera en el sector hidrocarburo. Desafortunadamente, como muestra el análisis, su privatización no otorgó los beneficios que el país esperaba. Tanto el precio inicial de la reforma como los costos continuos y los ingresos perdidos por el gobierno, antes de las reformas, muestran que la privatización petrolera ha sido una política costosa para Bolivia. El beneficio para la economía, desde la privatización hasta el año 2005, ha sido muy limitada; sino inexistente.

Se debe hacer notar, además, que los ingresos por regalías e impuestos en los seis años analizados, después de la privatización, son significativamente menores que los proporcionados por YPF antes de su aplicación. Y, a pesar de que la producción, exportación y ganancias de la industria han crecido considerablemente; en los

hechos, la riqueza generada por el sector no se ha reflejado en mayores ingresos para el Estado.

Es decir que el diseño del régimen fiscal instituido desde la privatización que —según el Banco Mundial iba a ser “internacionalmente competitiva”— condujo, más bien, a una reducción cada vez más notable de los ingresos del Estado. Tanto así que, de no haberse introducido las reformas para el sector, las proyecciones para el país continuarían siendo negativas.

Por otro lado, con la privatización los ingresos por pago de regalías cayeron notablemente, provocando que la carga impositiva sea trasladada de las petroleras a los consumidores, en desmedro de las comunidades más pobres. Esto hizo que el sistema impositivo en Bolivia sea aún más regresivo. Fue una medida altamente inapropiada en un país pobre que sufre los efectos negativos de la desigualdad en los ingresos. También debemos recordar que este traslado ha ocurrido en el contexto de niveles récord de ganancias registradas por la industria petrolera. A fines de julio de 2006, Exxon Mobil declaró ganancias globales de \$us 10,4 mil millones para el segundo trimestre de ese año; las segundas ganancias más altas de la historia empresarial. Las dividendos de BP para el segundo trimestre de 2006 eran de \$us 6,1 mil millones y las de Shell de \$us 7,3 mil millones¹⁵².

Una de las más importantes conclusiones de este estudio es que, resulta inapropiado citar incrementos en los niveles de inversión extranjera e ingresos por exportaciones como indicadores de éxito. Tal análisis es limitado,

¹⁵² *Platform*, Carbon Web, número 5.

primero, porque enfoca la entrada de capitales ignorando la salida de los mismos.

Pero este enfoque es también inapropiado porque los costos involucrados en atraer capitales extranjeros y hospedar a los inversionistas en el país no se justifican. Un aumento en la inversión extranjera y las exportaciones puede ir de la mano con una contribución decreciente y hasta negativa a la economía local, según el marco de la inversión. Al enfocar constantemente la inversión; en lugar de evaluar lo que dicha inversión logra, seguimos haciendo las preguntas equivocadas y ayudamos a los políticos en la toma de decisiones correctas.

Este estudio también demuestra que es importante que entre las empresas y los países en desarrollo se establezcan acuerdos justos. Los ingresos impositivos son de importancia vital para los países en desarrollo y es correcto que éstos sean examinados en los sectores extractivos que proporcionan pocos beneficios y cargan costos ambientales significativos.

El pago de impuestos que generen ingresos confiables ayudará a crear gobiernos estables, que puedan cubrir las necesidades de su población y proporcionar un contexto favorable para el desarrollo del sector privado local. Pero la política de impuestos sigue siendo poco valorada por los países tecnificados, quienes prefieren incrementar los flujos de donación hacia los países en desarrollo (a través de ayuda, alivio de deudas y la promoción de inversiones). Ignorando así las innovaciones que se podrían lograr previniendo la salida de recursos.

Cuando los donantes (FMI y Banco Mundial) se involucran en las reformas políticas impositivas lo hacen,

muchas veces, con la finalidad de promocionar políticas regresivas de impuestos. Esto se ha evidenciado durante los años noventa en Bolivia y el programa de apoyo técnico a la reforma de impuestos en África oriental impulsado por el DFID (la colaboración en desarrollo del gobierno británico). Entendidos en el tema de impuestos de países de África oriental han expresado su preocupación por la promoción de reformas tributarias altamente regresivas¹⁵³ desde el DFID.

Todos los países en desarrollo tienen la tarea de crear una estructura impositiva progresista y efectiva. Los que poseen recursos naturales tienen la tarea adicional de asegurar que se negocie un reparto justo de los beneficios.

Desafortunadamente, las investigaciones relacionadas a estructuras alternativas de impuestos aptas para países en desarrollo, son inexistentes. Aunque el proceso ha sido un gran desafío para el país, Bolivia ha logrado revisar exitosamente su política fiscal de hidrocarburos. No obstante, el país requiere desarrollar su capacidad para monitorear efectivamente los niveles de producción, costos y ganancias, además de identificar problemas relacionados a la transferencia de precios y evasión de impuestos. Esta, por supuesto, es una necesidad para muchos países en desarrollo.

Es interesante reflexionar sobre el rol de las instituciones financieras internacionales en la reforma boliviana. Evidentemente, tanto el Banco Mundial como el FMI abogaron a favor de la privatización, la apoyaron financiera y técnicamente, y la evaluaron en términos positivos. El Banco Mundial ha cambiado su posición frente a la política

¹⁵³ *Entrevista con John Christenson, Tax Justice Network, 7 de noviembre de 2006.*

fiscal boliviana desde los años noventa. En su informe del 2006 sobre la reducción de pobreza en América Latina, declaró que Bolivia necesitaba aumentar su nivel de impuestos en 18% para reducir la pobreza a la mitad en un período de 10 años (con una tasa de crecimiento de 3% por año)¹⁵⁴. Según los hallazgos del informe, este es el aumento de impuestos más elevado requerido en América Latina para reducir tasas de pobreza a la mitad.

Es de suponer que, dada la necesidad de reformas políticas fiscales y el aumento dramático en tasas impositivas requeridas para una reducción significativa de la pobreza, el Banco Mundial aprobará los intentos recientes de Bolivia de enfrentar los bajos cobros de impuestos en el sector petrolero.

Sin embargo, el FMI fue más hostil frente a la idea de reformar el régimen fiscal y adoptar nuevos modelos de manejo del sector. Siendo de gran interés para el FMI reducir el déficit fiscal en Bolivia, resulta difícil entender que este organismo internacional rechace un incremento en el nivel impositivo y aliente a las empresas a demandar al Estado boliviano por supuestas pérdidas. Tal postura es, por supuesto, contradictoria y denota un análisis bastante pobre sobre el rol que desempeñan los impuestos en el desarrollo de un país.

Es importante anotar también que decisiones políticas equivocadas pueden conducir a conflictos sociales. La experiencia boliviana, con la denominada *guerra del gas*, así lo demuestra. El conflicto probablemente conducirá a demandas de cambio en un contexto inestable para los

¹⁵⁴ G. Perry, O. Arias, J. Humberto López, W. Mahoney, L. Servén, Poverty Reduction and Growth: Virtuous and Vicious Circles, *Banco Mundial*, 2006.

negocios. Lo que, a su vez, puede comprometer el interés comercial de las empresas en el país, a largo plazo.

Desde esta perspectiva es evidente que, mientras un modelo de inversiones no deje aportes justos para Bolivia, tampoco será favorable para las empresas en el largo plazo. Por tanto, las reformas benefician tanto a Bolivia como a los inversionistas extranjeros.

Este proceso de reforma presenta retos enormes para el Gobierno boliviano y no han faltado intereses en competencia presionándolo.

“Hay presiones financieras al decir que las empresas ya no van a invertir. Hay inseguridad en que el mercado interno no generará bastante carburante. Comentaristas en periódicos hablan de la salida de inversionistas extranjeros. El FMI dice que no nos va a prestar si tocamos el sector de hidrocarburos. Las opciones de créditos de concesión están bloqueadas. Se ha negado la demanda en contra de la constitucionalidad de los acuerdos bilaterales de inversión en los juzgados bolivianos. Todos pueden ver que las cosas se están poniendo más duras y mientras más intentamos cambiar, más duras se vuelven. Es cierto que esta es la percepción en Bolivia ahora ... la peor cosa es que el juego ahora es decirnos que Bolivia no es un país viable, que los negocios aquí no serían viables al ser manejados de otra manera. Este es el peor manipuleo de las preocupaciones de la gente”¹⁵⁵.

¹⁵⁵ Entrevista con Mirko Orgaz, periodista, 14 de septiembre de 2006, La Paz.

La perspectiva actual dentro de la industria petrolera es que Bolivia ha perdido su posición estratégica como proveedora de energía dentro de la región, posición que no podrá recuperar. Su vecino Perú ha reducido sus regalías petroleras a 14% y ha dado una garantía de 20 años de seguridad legal y estabilidad fiscal a los inversores. Pero los peruanos también tienen un proyecto de LNG para suministrar gas a los mercados de México y EE.UU. Hay quienes consideran que la reforma del sector en Bolivia ha creado inestabilidad para los inversionistas y ha afectado la credibilidad del país en el futuro previsible¹⁵⁶.

“El error más grande de Bolivia fue enfrentarse con la industria petrolera. Al hacerlo se ha enfrentado con el mundo, el capital global. Las grandes petroleras se preocupan por sus acciones y si afectan el valor de sus acciones no estarán felices. Evo está peleando contra todo el mundo cuando enfrenta los intereses de las empresas, se enfrenta con intereses globales”¹⁵⁷.

Pese a ello, todas las empresas en Bolivia han firmado nuevos contratos, de acuerdo con los nuevos términos, sin que una sola se haya retirado. Es de suponer que todas las empresas consideran que pueden ganar lo suficiente bajo los nuevos términos. Pero aún no se puede predecir el monto de inversión nueva que Bolivia recibirá en el futuro. El BG Group ha declarado:

¹⁵⁶ Entrevista con Raúl Kieffer, gerente general, Cámara Boliviana de Hidrocarburos, 15 de septiembre de 2006, Santa Cruz.

¹⁵⁷ *Ibid.*

“Queda por ver si la inversión adicional de BG, o de hecho de otros inversionistas, será posible en el futuro en Bolivia”¹⁵⁸.

Al parecer existen otras empresas interesadas. El año 2006 dos empresas rusas visitaron el país con la posibilidad de invertir en estas actividades *upstream* y en petroquímicos¹⁵⁹. China e Inglaterra¹⁶⁰ manifestaron su interés por invertir en el sector petrolero y presentaron algunas propuestas. Está por ver si estos cambios afectarán el nivel de inversión a futuro y la cantidad de ingresos que generaran para el fisco. Sin embargo, estas reformas han proporcionado cimientos para que el Estado participe más equitativamente en la riqueza generada. Esperemos que ésta sea una nueva oportunidad para que el pueblo boliviano obtenga verdaderos beneficios de la riqueza creada de sus reservas de petróleo y gas.

¹⁵⁸ *Presentación de Kit Bethell, Gobierno Internacional y Asuntos Públicos, BG Group, en un congreso ‘América Latina: Nuevos desafíos, nuevas respuestas’, organizado por Chatham House, el Instituto para el Estudio de las Américas, la Universidad de Londres y el BID, 14 de noviembre de 2006.*

¹⁵⁹ *Entrevista con Jorge Alvarado, ex presidente de YPF, 17 de septiembre de 2006, La Paz.*

¹⁶⁰ *Entrevista con Hugo Vaca de la Torre, miembro de la directiva de YPF, 18 de septiembre de 2006, La Paz.*

ANEXO

Anexo A: Ingresos brutos de las empresas y contribuciones al Estado

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Total
Producción de gas natural BTU	81.254.157	120.406.746	182.403.791	229.334.304	274.362.731	386.854.934	
Precio \$us / BTU	0,87	1,32	1,40	1,11	1,47	1,57	
Ingresos de las empresas por gas \$us	70.691.117	158.936.905	255.365.307	254.561.077	403.313.215	607.362.246	1.750.229.867
Producción de petróleo Barriles	11.792.658	11.495.701	13.061.267	13.239.787	14.414.691	16.994.534	
Precio \$us Por barril	17,71	28,86	24,21	23,34	27,17	31,52	
Ingresos de las empresas por petróleo \$us	208.847.973	331.765.931	316.213.274	309.016.629	391.647.154	535.667.712	2.093.158.673
Producción de GLP BTU	12.240.024	13.971.551	16.219.501	18.388.612	15.354.268	16.200.482	

(Continúa en la página siguiente)

Anexo A: Ingresos brutos de las empresas y contribuciones al Estado (Continuación)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Total
Precio \$us / BTU	0,92	1,3	1,4	1,24	1,69	1,80	
Ingresos de las empresas por GLP \$us	11.260.822	18.163.016	22.707.301	22.801.879	25.948.713	29.160.868	130.042.599
Ingresos Totales de las empresas \$us	290.799.912	508.865.852	594.285.882	586.379.585	820.909.082	1.172.190.826	3.973.431.139
Ingreso estatal por regalías \$us	99.713.435	180.098.857	187.954.294	172.652.337	219.681.083	287.310.361	1.147.410.367
Ingreso estatal por impuestos \$us	6.948.934	8.784.020	23.397.405	8.950.944	12.372.389	30.721.303	91.174.995
Contribución total de empresas al Estado \$us	106.662.369	188.882.877	211.351.699	181.603.281	232.053.472	318.031.664	1.238.585.362

Fuente: Cifras compiladas por el CEDLA del Viceministerio de Energía y Hidrocarburos (VMEH); cifras de impuestos del SIN.

ÍNDICE

Presentación

Introducción	1
---------------------------	---

Inversión en petróleo y gas	11
Tendencias en la industria	13
Historias exitosas	14
Petróleo y pobreza	16
Regímenes fiscales para petróleo y gas	19
Conclusión	27

Panorama general del sector del petróleo

y el gas en Bolivia	29
Importancia económica	31
El impacto del sector en la balanza de pagos de Bolivia	37

Hidrocarburos y pobreza	42
El acceso de los bolivianos a los carburantes	45
Privatizando el sector de petróleo y gas en Bolivia	49
YPFB antes de la privatización	51
Preparando la privatización	52
La venta de YPFB	57
El manejo del sector	60
El nuevo régimen fiscal para petróleo y gas en Bolivia	64
Operando en Bolivia	73
Beneficios	77
Introducción	79
Empleo	82
Regalías e impuestos	86
Pagos al fondo de capitalización	96
Desarrollo de vínculos con empresas locales	96
Conclusión	100
Costos	101
Introducción	103
Costos de las reformas	104

Costo de los subsidios de carburantes	108
Ingresos perdidos debido a la elusión de impuestos por parte de las empresas	108
Conclusión	115
Costos no cuantificados	117
Introducción	119
Pérdida de ingresos por “abusos contractuales” de las empresas	119
Costos ambientales	121
La contribución económica del sector de hidrocarburos en Bolivia	141
Introducción	143
Análisis	143
Comparación entre dos períodos: antes y después de la privatización	147
Transfiriendo la carga impositiva	150
Cambios recientes en el sector del petróleo y el gas	153
Conclusión	161
ANEXO	171

Esta edición de 500 ejemplares
se terminó de imprimir en Edobol,
calle Abdón Saavedra N° 2101,
en el mes de junio de 2007
La Paz, Bolivia