

Poveda Ávila, Pablo; Rodríguez, Alvaro. **El gas de los monopolios. Análisis de la política de hidrocarburos en Bolivia.** CEDLA, Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario, La Paz. Agosto 2006.

Disponible en la World Wide Web:

http://bibliotecavirtual.clacso.org.ar/ar/libros/bolivia/cedla/poveda_rodriguez.pdf

www.clacso.org

RED DE BIBLIOTECAS VIRTUALES DE CIENCIAS SOCIALES DE AMERICA LATINA Y EL CARIBE, DE LA RED DE CENTROS MIEMBROS DE CLACSO

<http://www.clacso.org.ar/biblioteca>

biblioteca@clacso.edu.ar

**EL GAS
DE LOS
MONOPOLIOS**

**ANÁLISIS
DE LA POLÍTICA
DE HIDROCARBUROS
EN BOLIVIA**

EL GAS DE LOS MONOPOLIOS

ANÁLISIS DE LA POLÍTICA DE HIDROCARBUROS EN BOLIVIA

Pablo Poveda Ávila
Alvaro Rodríguez

Poveda Ávila, Pablo; Rodríguez, Alvaro

El gas de los monopolios. Análisis de la política de hidrocarburos en Bolivia / por Pablo Poveda Ávila y Alvaro Rodríguez

La Paz: CEDLA, agosto 2006, 200 p.

I. t.

DESCRIPTORES:

<POLÍTICA DE HIDROCARBUROS><GAS><HIDROCARBUROS>
<LEY DE HIDROCARBUROS><LEY 3058> <PRIVATIZACIÓN>
<REGALÍAS><IMPUESTOS><PRECIOS><EXPORTACIÓN>
<INDUSTRIALIZACIÓN><CAPITALIZACIÓN><EMPRESAS PETROLERAS>

DESCRIPTOR GEOGRÁFICO:

<BOLIVIA>

© 2006, Poveda Ávila, Pablo; Rodríguez, Alvaro

© 2006, CEDLA

Primera edición: agosto de 2006

Depósito Legal: 4-1-1382-06

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: Said Villavicencio

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

Cuando las necesidades vitales de los trabajadores no son resueltas por las clases sociales que detentan el poder y dirigen el proceso económico, surgen movilizaciones que buscan romper con el estado de cosas vigente, tal como ocurrió en octubre de 2003 cuando se desencadenó una crisis política que cuestionó en las calles el conjunto de la política económica neoliberal.

El restablecimiento del orden amenazado sólo fue posible a cambio de que el capital extranjero, a través de los acuerdos entre los partidos políticos sistémicos, cediera algunas posiciones a favor de los trabajadores y oprimidos del país. En este marco, las fuerzas políticas que dicen representar los intereses de los trabajadores han tratado en todo momento de conciliar esos intereses de sus representados con los del capital extranjero, desconociendo el enorme sacrificio que significó la lucha del pueblo boliviano para recuperar la soberanía en el manejo de los recursos naturales planteando la nacionalización de los hidrocarburos.

Esta situación explica la existencia de varios flancos de disputa del poder político y económico dentro del

mismo sistema democrático, como la “ley del gas”, la elección de prefectos, el establecimiento de autonomías y la realización de la Asamblea Constituyente.

La culminación del proceso de reforma de la política hidrocarburífera con la promulgación de la Ley de Hidrocarburos 3058, ha dado lugar a una norma cuyo contenido no modifica la situación de dominio de las empresas transnacionales sobre esos recursos naturales; por el contrario, significa la continuidad de la política inaugurada por Gonzalo Sánchez de Lozada en 1996. A poco más de un año de la promulgación de dicha ley, la necesidad de conocer su contenido y sus alcances es imperiosa, pues ésta ha sido presentada por el nuevo gobierno, como la quintaesencia de la nacionalización al retomar su aplicación mediante el lanzamiento del DS 28701.

La presente publicación está precisamente dirigida a cumplir el propósito de esclarecer el contenido de la Ley 3058 para conocimiento de los trabajadores y los diversos sectores sociales protagonistas principales de las luchas sociales por la recuperación de los hidrocarburos.

Su contenido responde a un análisis exhaustivo realizado por el equipo del CEDLA y está dividido en cinco temas: propiedad, regalías e impuestos, precios, exportación e industrialización, y situación de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).

La Paz, agosto de 2006

Carlos Arze Vargas
Director Ejecutivo
CEDLA

**LA PROPIEDAD
DE LOS
HIDROCARBUROS**

Introducción

La propiedad estatal sobre los hidrocarburos no sólo es un hecho económico que se formaliza a través de las leyes, sino una acción concreta de soberanía, esto significa que la colectividad —a través del Estado— detenta la capacidad para decidir sobre la forma y el ritmo en que se consumen los recursos naturales de un país y sobre la manera en que las ganancias son invertidas.

Vistas de este modo, las movilizaciones populares de mayo-junio de 2005 son la forma en que la sociedad boliviana intenta restituir esa capacidad soberana. Y es que el problema persiste porque la nueva Ley de Hidrocarburos 3058 no establece una correspondencia entre las demandas de la colectividad boliviana (por la recuperación real de los hidrocarburos) y la política estatal (aún liberal) que se propone para el sector.

Desde que se privatizaron los hidrocarburos en 1996, el problema sobre la propiedad del gas natural y el petróleo en Bolivia ha sido debatido y analizado, de forma recurrente, desde dos puntos de vista. El primero, ubica

el problema propietario en la ilegalidad de los contratos de riesgo compartido que el Estado firmó con las empresas petroleras transnacionales, y concentra sus argumentos en las transgresiones que el proceso de capitalización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) hizo sobre la Constitución Política del Estado (CPE). El segundo, enfoca el problema desde la asimétrica distribución de los beneficios que se generan por la explotación de los hidrocarburos y encuentra sus argumentos en los reducidos pagos que las empresas petroleras realizan por concepto de impuestos y regalías. Sin embargo, ni la ilegalidad de la liberalización del sector, ni la administración privada de los hidrocarburos, logran explicar cómo —de manera efectiva y real— las empresas transnacionales son las dueñas de estos recursos.

¿Cómo se define la propiedad?

La ley es la expresión formal de la propiedad que un individuo tiene sobre algún bien o mercancía, es el instrumento por el cual la sociedad se garantiza a sí misma el respeto por la pertenencia individual¹. Sin embargo, esta definición legal no explica la propiedad, ni la manera en que ésta se genera.

En términos reales, la propiedad sobre algún bien o mercancía, es una relación real y concreta que establece —implanta— el dominio soberano del sujeto propietario

¹ *Esta definición de propiedad alude a la concepción formal de la misma, pero —en términos reales— la propiedad es el resultado de relaciones que los hombres entablan en la producción social de su existencia. En la sociedad capitalista, esta relación se funda en la apropiación de trabajo ajeno por parte de quien detenta los medios de producción social.*

sobre el objeto en el cual se materializa esa soberanía. Cómo se produce esa relación soberana y de dónde surge, es un tema que se tratará más adelante.

En este sentido, cuando la empresa privada transnacional decide sobre la forma en que dispondrá, utilizará y se beneficiará de un determinado objeto, es porque nadie más que ella tiene la facultad de ejercer su voluntad soberana sobre dicho objeto. Si este agente económico determina consumir, de forma directa, sus bienes o, al contrario, participa en el mercado como vendedor es porque tiene la autoridad suprema e independiente de disponer, de manera libre, de su propiedad. De la misma forma actúan, en cuanto agentes económicos, el Estado, la unidad familiar microempresarial o cualquier individuo.

En el caso de los hidrocarburos esta relación real y concreta de soberanía, se despliega como el control, dominio sobre el uso, y goce de la producción de gas natural y petróleo.

El uso de las mercancías hidrocarburíferas es la facultad que tiene el sujeto propietario para decidir sobre la forma de su consumo (puede vender la producción o almacenarla, comercializarla a precios solidarios o de mercado, destinarla a la venta en el mercado interno o priorizar su exportación...), mientras que el goce de esta propiedad confiere al dueño la libertad de destinar los recursos que genera la explotación de los hidrocarburos de la forma y según el plan que éste diseñe. En el caso de la propiedad estatal, los ingresos se pueden destinar a actividades productivas, infraestructura, salud, educación, entre otros, en tanto que en el de la propiedad privada a la distribución de los dividendos que genera el capital o a la reinversión de las ganancias para incrementarlo.

¿Dónde se produce esta capacidad de uso, que luego se transforma en capacidad de disposición de la producción? Como cualquier mercancía, los hidrocarburos —como valores— surgen, se originan y se crean en el proceso de producción inmediato; son el resultado de la forma en que la fuerza productiva social y la capacidad laboral participan en la obtención de estas mercancías; emergen del proceso inmediato de producción capitalista.

Por lo tanto, es desde aquí desde donde se debe analizar cómo los hidrocarburos se privatizaron. Pero, además, teniendo presente dos elementos importantes: primero, si bien las condiciones generales sobre las que se desarrolla el proceso —medio y fuerza de trabajo— son aportadas por la inversión privada, las condiciones particulares del mismo —los recursos naturales y el espacio donde se encuentran— son de propiedad estatal y, segundo, en sí mismo el capital invertido no crea los valores mercantiles, sino es el trabajo desplegado por la fuerza laboral que hace posible que los recursos explotados se conviertan en el medio para que el capital se valore. Esta puntualización es *imprescindible* para aclarar que el capital invertido no faculta al inversionista el derecho propietario de la producción obtenida.

El derecho propietario sobre los hidrocarburos deviene de la forma en que el Estado y las empresas petroleras transnacionales asumen funciones (producir, comercializar, fiscalizar...) para desarrollar toda la cadena de producción hidrocarburiífera.

Entonces, para determinar qué agente económico detenta la propiedad concreta de los hidrocarburos en

Bolivia, desde la Ley 1689 (derogada) hasta la actual Ley de Hidrocarburos 3058, es necesario analizar quién dispone y decide sobre:

- la posesión y tutela de las reservas de gas natural y petróleo,
- la forma y orientación de los procesos para su producción,
- la comercialización de los hidrocarburos, en los mercados interno y externo,
- la determinación de los precios para esta comercialización,
- la decisión sobre las condiciones de comercialización, y
- la forma en que se utilizarán los recursos obtenidos por la comercialización.

En virtud de que la propiedad no es un hecho jurídico, este análisis permitirá establecer qué agente económico es el dueño real de los hidrocarburos.

La privatización

La característica histórica del sector de hidrocarburos en Bolivia fue que YPFB realizaba la explotación de los hidrocarburos mediante contratos de asociación con capitales extranjeros, estipulando, de manera estricta, que el derecho propietario de yacimientos y mercancías hidrocarburíferas era estatal².

² *La empresa estatal petrolera, al no poder disponer de los recursos necesarios para la inversión directa, suscribía contratos de asociación*

Sin embargo, desde abril de 1996, con la *capitalización* de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), todos los gobernantes, sus funcionarios y la intelectualidad adscrita al proyecto neoliberal, se han empeñado en continuar y respaldar la política estatal cuyo objetivo principal es garantizar el desarrollo del sector, pero bajo el dominio de la inversión extranjera directa (capital transnacional); además, obstinándose en querer demostrar que los recursos hidrocarburíferos continúan siendo propiedad estatal.

Desde el Estado —y desde ciertos espacios académicos— se han desplegado todos los esfuerzos posibles para continuar con la aplicación de esta política sectorial que impulsa y protege la propiedad privada del gas natural y del petróleo, difundiendo, de forma paralela, el mensaje de que los hidrocarburos son de todos los bolivianos y bolivianas.

El origen de esta contradicción (propiedad estatal-propiedad privada) se encuentra en el carácter de la producción de hidrocarburos, pues, en el yacimiento, los hidrocarburos son recursos naturales que no tienen valor —se encuentran en el subsuelo y ahí no tienen ningún tipo de utilidad—, pero el proceso de explotación, modifica la determinación económica del gas natural y del petróleo, los extrae del subsuelo y, mediante este

con capital privado extranjero para desarrollar los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos. Sin embargo, nunca estuvo en discusión el derecho de propiedad que tenía el Estado boliviano —a través de YPFB— sobre la propiedad de estos recursos, porque como se expresó el monopolio del resto de las actividades de la cadena estaban bajo control estatal.

procedimiento, los convierte en valores destinados a su realización mercantil, o sea en mercancías³.

La actividad que produce esta transformación —de yacimiento a mercancía— es la actividad extractiva (explotación) de los hidrocarburos, y ésta, como se vio líneas arriba, se puede desarrollar de dos maneras:

- Que la explotación de los yacimientos hidrocarbúricos para transformarlos en mercancías, sea desarrollada-controlada por el Estado (directa o indirectamente).

Mediante esta estructura sectorial, la propiedad de los yacimientos y de las mercancías no se modifica. Es decir, que en ambos casos, el Estado sigue como propietario.

- Que este proceso sea desarrollado-controlado por agentes económicos privados.

La extracción de los hidrocarburos —bajo el control del capital transnacional— hace tomar una cosa por otra, pues mientras la Ley garantiza la propiedad estatal de los hidrocarburos en los yacimientos —como recursos naturales—, oculta la propiedad privada de los hidrocarburos en

³ *Por eso tiene sentido lo que tantas veces se escucha decir, “¿de qué nos sirven los hidrocarburos si están a 6.000 metros bajo la tierra? Debemos aprovechar ahora y venderlos”. Siendo más precisos, la reflexión correcta es: “bajo esta forma de estructuración de la economía, donde el capital transnacional posiciona la lógica liberal de producción como insuperable, si los hidrocarburos no se convierten en mercancías transables en los mercados extranjeros no nos sirven de nada. Se deben explotar los yacimientos de hidrocarburos y convertirlos en productos (que generen ingresos) para el extranjero porque el mercado interno aún no está suficientemente desarrollado”.*

cuanto mercancías. El tránsito que realizan los hidrocarburos desde el yacimiento hasta la superficie (mediante el proceso productivo de la extracción hidrocarburífera) permite que la empresa petrolera transnacional asuma como de su propiedad, el producto obtenido sin dejar de *respetar* el texto de la Carta Magna, donde se garantiza que los yacimientos de hidrocarburos son de propiedad estatal.

CPE - Artículo 139. Los yacimientos de hidrocarburos, cualquiera que sea el estado en que se encuentren o la forma en que se presenten, son del dominio directo, inalienable e imprescriptible del Estado. Ninguna concesión o contrato podrá conferir la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos. La exploración, explotación, comercialización y transporte de los hidrocarburos y sus derivados, corresponden al Estado. Este derecho lo ejercerá mediante entidades autárquicas o a través de concesiones y contratos por tiempo limitado, a sociedades mixtas de operación conjunta o a personas privadas, conforme a Ley.

La privatización de los hidrocarburos a través de la Ley 1689 —y de su forma concreta de aplicación: los contratos de riesgo compartido— respeta el derecho propietario estatal formal de los yacimientos; es más, el único momento en que la norma se refiere a este tema es cuando reafirma que los hidrocarburos pertenecen al Estado.

Ley 1689 (derogada) Artículo 1. Por norma constitucional, los yacimientos de hidrocarburos, cualquiera sea el estado en que se encuentren o la forma en que se presenten, son del dominio directo, inalienable e imprescriptible del Estado. Ninguna concesión o contrato podrá conferir la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos...

Sin embargo, de inmediato, se dice: las empresas petroleras transnacionales asumen el protagonismo y la propiedad real.

Ley 1689 (derogada) Artículo 1...El derecho de explorar y de explotar los campos de hidrocarburos y de comercializar sus productos se ejerce por el Estado mediante Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.. Esta empresa pública, para la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos, celebrará necesariamente contratos de riesgo compartido, por tiempo limitado, con personas individuales o colectivas, nacionales o extranjeras, según las disposiciones de la presente Ley.

Exactamente aquí —en el momento preciso de la extracción, en el proceso de producción inmediato de los hidrocarburos desarrollado-controlado por las empresas petroleras transnacionales,— se genera una dualidad, una separación —en apariencia— irresoluble, pero legal: el texto constitucional no es transgredido, pero, ahora,

los hidrocarburos son propiedad de las empresas petroleras extranjeras.

Y aunque las características de los hidrocarburos no se han modificado en absoluto, la producción ha convertido estos recursos en propiedad privada, amparada y protegida por la Ley.

Contrato de Riesgo Compartido-Cláusula tercera.- (Objeto del contrato).- es facultar al titular para realizar actividades de exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos en el área de contrato bajo los términos y condiciones de este contrato, mediante el cual el titular adquiere el derecho de propiedad de la producción que obtenga en boca de pozo y de la disposición de la misma conforme a las previsiones de la Ley de Hidrocarburos. Este contrato no confiere al titular la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos “in situ”.

La forma que asume este hecho concreto está plasmada en los contratos de riesgo compartido suscritos entre el Estado boliviano y las empresas petroleras transnacionales. Es a través de estos contratos que la propiedad de los recursos hidrocarburíferos se legaliza como privada, y la fe y buena voluntad del Estado, son sujetadas al cumplimiento de lo convenido.

De esa manera, la producción ha transformado a los recursos naturales en mercancías, en valores destinados a

incrementar el capital invertido en la producción mediante su realización, cuyo único propietario es quien planificó el proceso, lo desarrolló y ejecutó, y controla el resultado obtenido, es decir, la empresa petrolera transnacional.

Pero, además, porque la liberalización del sector tiene una visión integral y va más allá de la exploración y explotación; rompe con el monopolio estatal sobre el resto de la cadena de hidrocarburos y privatiza las actividades de comercialización, refinación y exportación.

Ley 1689 (derogada) Artículo 1 “El transporte de los hidrocarburos y la distribución de gas natural por redes será objeto de concesión (...) a favor de personas individuales o colectivas, nacionales o extranjeras...”.

Ley 1689 (derogada) Artículo 44 “La refinación e industrialización de hidrocarburos, así como la comercialización de sus productos, es libre y podrá ser realizada por cualquier persona individual o colectiva, nacional o extranjera...”.

De esta forma, Transredes (conformada por las empresas Enron —estadounidense— y Shell —inglesa—) se benefició con el monopolio de la actividad de comercialización. Posteriormente, en 1999, la Empresa Petrobras Bolivia Refinación S.A. compró las refinerías Gualberto Villarroel (Cochabamba) y Guillermo Elder Bell (Santa Cruz), y después, en 2001, la refinería Carlos Montenegro (Sucre-Chuquisaca), también pasó a manos privadas.

La nueva Ley de Hidrocarburos 3058

Quién tiene la propiedad de las reservas de hidrocarburos

El proceso de reconocimiento del carácter privado de los hidrocarburos en Bolivia fue muy largo y de múltiples manifestaciones (desde las movilizaciones populares de octubre de 2003 y la huída de Gonzalo Sánchez de Lozada, pasando por los debates públicos y anónimos de la población, por las asambleas barriales, por el referéndum del gas, por los proyectos de ley propuestos en el Congreso y sus discusiones, hasta la renuncia de Carlos Mesa) que, finalmente, encontró su explicitación en la actual Ley de Hidrocarburos 3058.

Artículo 5 (Propiedad de los Hidrocarburos) Por mandato soberano del pueblo boliviano, expresado en la respuesta a la pregunta número 2 del Referéndum Vinculante de 18 de julio de 2004, y en aplicación del Artículo 139 de la Constitución Política del Estado, se recupera la propiedad de todos los Hidrocarburos en Boca de Pozo para el Estado boliviano. El Estado ejercerá a través de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos su derecho propietario sobre la totalidad de los Hidrocarburos.

Qué cambia con la migración de los contratos

El mismo artículo 5 de la actual Ley establece:

Artículo 5 (Propiedad de los Hidrocarburos)... Los Titulares que hubieran suscrito Contratos de Riesgo Compartido para ejecutar las actividades de Exploración, Explotación y Comercialización, y hubieran obtenido licencias y concesiones al amparo de la Ley de Hidrocarburos 1689 de 30 de abril de 1996, deberán convertirse obligatoriamente a las modalidades de contratos establecidos en la presente Ley, y adecuarse a sus disposiciones en el plazo de 180 días calendario computables a partir de su vigencia.

Los contratos de riesgo compartido tienen tres fuentes: la capitalización, la conversión contractual que permitía la Ley de Hidrocarburos 1689, y las licitaciones públicas. En la actualidad son 71 contratos que el Estado boliviano tiene suscritos con 12 empresas petroleras transnacionales.

El Cuadro 1 muestra a las empresas que suscribieron los 71 contratos de riesgo compartido, documentos que les permiten detentar el derecho de propiedad de los hidrocarburos bolivianos. El 28% de los contratos suscritos corresponde a la empresa Chaco S.A., que tiene como principal accionista a la British Petroleum, inglesa; mientras que el 35% está firmado por Repsol-YPF, española (25% a través de la empresa Andina S.A. y 10% de manera directa).

Estos documentos, según la nueva norma, tendrán que convertirse —necesariamente— en una de las siguientes modalidades de contratos: De Producción Compartida, De Operación o De Asociación.

Y, pese a que la Ley establece que:

Cuadro 1 Contratos de riesgo compartido

Empresa	Proceso										Total Contratos
	Capitalización		Conversión		Licitación		Total				
	Contrato por		Contrato por		Contrato por		Contratos				
	Exploración	Explotación	Exploración	Explotación	Exploración	Explotación	Exploración	Explotación			
Empresa Petrolera Chaco SA	2	17	--	--	--	1	--	--	--	20	
Empresa Petrolera Andina SA	4	14	--	--	--	--	--	--	18		
Repsol YPF E&P Bolivia SA	--	--	3	1	1	1	2	2	7		
Pluspetrol Bolivia Corporation SA	--	--	--	1	1	5	--	--	6		
Petrobras Bolivia SA	--	--	2	--	3	--	--	--	5		
Vintage Petroleum Boliviana Ltd.	--	--	1	2	--	1	1	4	4		
BG Bolivia Corporation	--	--	1	2	--	--	--	--	3		
Total Exploration Production Bolivie	--	--	1	--	2	--	--	--	3		
Matpetrol SA	--	--	--	--	--	--	2	2	2		
Petrobras Energía SA Sucursal Bolivia	--	--	--	1	--	--	--	--	1		
Canadian Energy Enterprises	--	--	--	--	--	--	1	1	1		
Don Won	--	--	--	1	--	--	--	--	1		
Total Contratos	6	31	8	8	8	12	6	6	71		

Fuente: Elaboración CEDLA con base en datos de YPFB.

Artículo 16 (Propiedad de los Hidrocarburos)... El Titular de un Contrato de Producción Compartida, Operación o Asociación está obligado a entregar al Estado, la totalidad de los Hidrocarburos producidos en los términos contractuales que sean establecidos por éste.

De inmediato aclara que la propiedad jurídica del Estado está garantizada, únicamente, hasta el punto de fiscalización de los hidrocarburos:

Artículo 16 (Propiedad de los Hidrocarburos)... Ningún contrato puede conferir la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos ni de los hidrocarburos en Boca de Pozo ni hasta el punto de fiscalización.

Y dispone que —a partir de este lugar— el titular de cualquier contrato petrolero, asume el derecho propietario de los hidrocarburos:

Artículo 138 (Definiciones). Participaciones.- Son los pagos en especie que corresponden al Titular en el Punto de Fiscalización, conforme a lo establecido en el Contrato de Producción Compartida o Contrato de Asociación, punto en el cual asume el derecho propietario.

Sin embargo, lo que se tiene que destacar es que con la Ley 1689, jurídicamente, los hidrocarburos se consideraban de propiedad estatal tanto en las actividades de

exploración como de explotación; ahora, con la Ley 3058 esta propiedad jurídica es ampliada hasta el punto de fiscalización; sin embargo, en ambos casos, la propiedad real continúa bajo el control de las empresas petroleras transnacionales.

Más aún, la comercialización, el transporte, la refinación, el almacenaje, la industrialización y la distribución, continúan bajo la actividad principal de agentes privados, de la misma manera en que la política liberal lo diseñó desde 1996. Así lo señala el artículo 17 de la nueva norma, referente a la ejecución de la política de hidrocarburos. De esta forma el sector no se ha modificado sustancialmente: “El Estado persiste en la concepción liberal de la cadena de los hidrocarburos, donde las empresas privadas y el mercado son los protagonistas. La nueva ley no restituye la capacidad estatal real para definir los objetivos precisos o los resultados específicos de la actividad petrolera”⁴, que tiendan a construir un plan de desarrollo sustentado en la actividad hidrocarburífera.

La comercialización

YPFB tiene la prioridad para comercializar los hidrocarburos en el mercado interno. Sin embargo, la norma no estipula que la estatal petrolera tenga una participación directa obligatoria. Esta actividad puede ser delegada, en su totalidad, a los agentes privados.

Artículo 17 (Ejecución de la Política de los Hidrocarburos)... La actividad de comercialización

⁴ C. Arze. Limitaciones de la política de hidrocarburos en el neoliberalismo. *Inédito*.

en el mercado interno de los productos derivados de los hidrocarburos, podrá realizarse por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, sociedades mixtas o por personas individuales o colectivas del ámbito público o privado, conforme a Ley.

En el caso de la exportación del gas natural el tema es mucho más serio. Así, cuando la Ley norma esta actividad —que demuestra claramente que el control de los hidrocarburos permanece bajo dominio privado— no crea las condiciones para que YPFB disponga de recursos y tampoco para participar realmente en la exploración y en la explotación de los hidrocarburos, sólo le asigna la función de agregador para la exportación⁵, de distribuidor de las cuotas de participación de la producción exportable (lo mismo hacía el Estado con la minería hasta que la Revolución de 1952, nacionalizó las minas: de la producción privada de los minerales, asignaba los cupos de exportación entre las diferentes empresas productoras) y, por representar a las empresas petroleras transnacionales en esta actividad, recibe un pago. En pocas palabras: las empresas dueñas de los hidrocarburos emplean a YPFB para que las represente.

Artículo 86 (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos Agregador y Vendedor en la exportación)

⁵ *La Ley define como agregador a YPFB, que establecerá las fuentes y los destinos de la producción. Pero es claro que esta asignación no es una decisión política, sino técnica: YPFB determinará qué producción, de qué campo, se encuentra más cerca de un mercado determinado.*

de gas natural). Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos será el Agregador y/o Vendedor para toda exportación de gas natural...

...2. Las empresas productoras que obtengan mercados de exportación de gas natural por negociación directa, establecerán con Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos la asignación de volúmenes correspondientes para la agregación.

...3. Cuando la exportación de gas natural sea consecuencia directa de convenios entre el Estado boliviano, otros Estados o empresas, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, previa invitación a los titulares legalmente establecidos en el país, asignará los volúmenes requeridos para la exportación sobre la base de los lineamientos de la Planificación de Política Petrolera.

4. Para cubrir los costos de Agregador, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos por toda exportación que realice como Agregador, emitirá a cada productor una factura por servicios de agregación por un monto equivalente al medio por ciento (0,5%) del monto bruto facturado en el punto de entrega al comprador, excluyendo el costo del transporte, y en la proporción que le corresponda a cada productor.

Este artículo también demuestra la estructura oligopólica del sector: las empresas petroleras transnacionales

distribuyen el mercado de exportación de acuerdo a sus capacidades, actuando de manera corporativa a través de la Cámara Boliviana de Hidrocarburos. A pesar de que YPFB ya no será solamente la administradora de los contratos petroleros, sus atribuciones —más restringidas todavía por la insuficiencia de los recursos que se le asignan— determinan que su principal actividad será la de ser agregador y cargador de la producción que los operadores privados destinen a la exportación. Entonces, la propiedad, que significa —en términos reales— el control de la cadena de producción en todas sus fases, no es un objetivo de la política de hidrocarburos del Estado boliviano.

Los precios

Analizar la forma en que se determinan los precios de los hidrocarburos también es un medio para identificar la propiedad sobre ellos. La Ley 3058 establece que es una atribución del Ministerio de Hidrocarburos, como autoridad competente, determinar los precios en el punto de fiscalización.

Artículo 21 (Atribuciones de la autoridad competente)... d) Determinar los precios de los hidrocarburos en el punto de fiscalización para el pago de las regalías, retribuciones y participaciones, de acuerdo a las normas establecidas en la presente Ley.

Y aunque este artículo parece demostrar que quien fija los precios, de forma directa, es el Ministerio del

sector; en realidad, el procedimiento deviene de los precios reales de venta declarados por los titulares de los contratos, tal como lo estipula el Decreto Supremo Reglamentario 28222.

De esta manera, lo que en la práctica hace el Ministerio de Hidrocarburos es controlar que las empresas petroleras paguen —de forma correcta— los impuestos y regalías de acuerdo a las declaraciones de precios que éstas realizan.

Por otro lado, es muy común escuchar, por ejemplo, que si el Estado es el que firma los contratos de exportación de gas natural, entonces son sus representantes quienes definen el precio para la comercialización internacional. Pero lo que ocurre, luego de la firma del convenio, es que el Estado —que no tiene bajo su dominio ni la infraestructura ni la propiedad sobre los hidrocarburos— recurre a las empresas petroleras transnacionales para que puedan “honrar la fe del Estado comprometida”; no sólo se delega la definición privada de las condiciones físicas de la exportación (distribución de volúmenes de venta, ritmo de exportaciones...) sino, también, toda la facultad para definir los “precios reales de venta”.

Propiedad de los hidrocarburos y Estado

El desarrollo del proyecto popular por la recuperación real de los hidrocarburos está demostrando la necesidad de analizar el carácter mismo del tipo de Estado que llevará adelante el proceso.

Inicialmente, las reflexiones giraban en torno a una recuperación estatal como las de 1936 y 1969 (gobierno de David Toro e iniciativa de Marcelo Quiroga Santa Cruz,

respectivamente), pero dichas experiencias y la acumulación política del movimiento social, demuestran que no es suficiente restituir la propiedad de los hidrocarburos si el Estado no se modifica.

Sin duda, es un problema cuya resolución implica tomar en cuenta muchas más variables; sin embargo, éste es el horizonte que, en distintos niveles, se analiza y proyecta en Bolivia.

REGALÍAS Y PARTICIPACIONES

Introducción

Nueve años después de haberse producido la privatización del gas y petróleo bolivianos, la fórmula “inversión extranjera directa igual a desarrollo y bienestar” se muestra como lo que es en realidad: una política mundial que crea condiciones para que el capital pueda continuar con su reproducción a escala global.

Luego de la aplicación de las políticas de ajuste estructural de segunda generación (especialmente la privatización de las principales empresas públicas), no podía ser de otra forma, se inicia la disputa histórica por la re-apropiación y el monopolio de las fuentes generadoras de excedente, entre Bolivia y el capital transnacional. Esta disputa —unas veces pública, vehemente y hasta violenta, y otras subterránea y silenciosa— entre el Estado —pueblo, dueño del gas natural y el petróleo—, y las empresas transnacionales que invierten su capital en la explotación de ellos, encuentra en octubre de 2003 y mayo-junio de 2005, dos de los momentos emblemáticos que visibilizan el cuestionamiento de los bolivianos a la

valorización del capital transnacional, a través de la explotación de sus recursos naturales. Y, el debate de las regalías petroleras es parte de este conflicto.

La regalía petrolera

Las empresas transnacionales del petróleo conciben a las regalías como una parte de su ganancia que, luego de arriesgar su capital en la explotación de recursos hidrocarburíferos, ceden mensualmente al deficitario Estado boliviano. Y en razón de que realizan esta su-puesta renuncia, demandan que la Ley del sector establezca una alícuota, lo más baja posible.

Según los inversores, la regalía es una concesión que se hace para que el propietario de los recursos naturales les permita actuar con toda libertad. Sin embargo, esta definición es incompleta y, por lo mismo, no explica realmente los determinantes del problema. Así se puede ver que:

El objetivo del capital que concurre a la industria de los hidrocarburos es la obtención de ganancias a través de la producción de mercancías concretas; en este sentido no se diferencia en nada del objetivo que tiene cualquier otro capital actuando en cualquier otra rama industrial.

En primera instancia, la dinámica del mercado, la competencia intrasectorial, la disponibilidad de tecnología que incrementa la productividad de la fuerza de trabajo... dan la sensación de ser las causantes de la distribución de los capitales entre las diferentes ramas de la producción social, especializando a cada uno de ellos en la elaboración de una mercancía determinada; generando, además, que

las magnitudes diferentes de capital invertido muestren la falsa sensación de que no todos los inversionistas obtienen el mismo rendimiento. Pero si se toma distancia del caos de la producción y de la vertiginosidad especulativa con que se muestra el comportamiento del capital en la sociedad, se ve que “a causa de la diferente composición orgánica de los capitales invertidos en diferentes ramas de la producción (...), capitales de igual magnitud ponen en movimiento cantidades muy diferentes de trabajo, también se apropian de cantidades muy diferentes de plusvalor o producen masas muy diferentes de plusvalor. En consecuencia, las tasas de ganancia que imperan en las diversas ramas de la producción son originariamente muy diferentes. Esas diferentes tasas de ganancia resultan niveladas por la competencia en una tasa general de ganancia, que constituye el promedio de todas esas diferentes tasas de ganancia. La ganancia que con arreglo a esta tasa general de ganancia, corresponde a un capital de magnitud dada, cualquiera que sea su composición orgánica, se denomina la ganancia media”⁶ (Marx, 1995: 199) socialmente establecida.

Si tal nivelación no se produjera y alguna rama de la producción presentara tasas de ganancia por encima de la media social —ganancias extraordinarias—, inmediatamente parte de los capitales que perciben tasas menores se trasladarían hacia aquélla. Con el tiempo, esta sobre-oferta de capital ocasionaría que la tasa de ganancia específica disminuya, haciendo que la ganancia extraordinaria desaparezca y que, por lo tanto, el equilibrio se restablezca.

⁶ C. Marx. *El Capital. Tomo III, vol 6, pp. 199. Edición Siglo XXI.*

Sin embargo, en el caso del capital invertido en las industrias extractivas, se produce una diferencia fundamental. Aquí, el capitalista obtiene su ganancia a través del uso de ciertas condiciones naturales excepcionales —yacimientos de gas o petróleo, minerales...—, susceptibles a ser monopolizadas, es decir que no todos los capitalistas puedan disponer de ellas.

Si una empresa o un grupo de empresas obtuvieran la propiedad de estas diferencias positivas únicas de la producción, de estas condiciones excepcionales⁷ que existen en las industrias extractivas, nada les impediría controlar la oferta de las mercancías, por ejemplo del petróleo, y esperar que la demanda se incremente, tanto como sea posible, hasta que sus tasas de ganancia se separen de la media social y, así, obtener beneficios extraordinarios.

Las inversiones que se realizan en las industrias extractivas o en la agricultura, producen ganancias extraordinarias porque uno de los elementos que componen el proceso de producción inmediato es tomado directamente de la naturaleza misma y, por su carácter —está ligado a la tierra— este elemento actuante como fuerza productiva del capital, constituye un monopolio en manos de su poseedor. Así, esta condición monopólica —sobre determinados recursos naturales— les permite, a estos capitales, excluir sus tasas de ganancia de la nivelación social que se describió antes.

⁷ *Estas condiciones naturales excepcionales permiten que la productividad del trabajo empleado en los procesos de producción inmediatos se incremente. La naturaleza, en sí misma, no valoriza el capital, simplemente es un medio para que la actividad de los trabajadores sea más productiva que la socialmente establecida.*

En la esfera de las industrias extractivas, los capitales invertidos no sólo obtienen las ganancias medias que los otros capitales perciben; además, este tipo de producción genera una ganancia por encima de esa media social. Pero, lo que hay que tener claro es que sin estas condiciones naturales excepcionales no existirían las tasas de ganancia que obtienen las empresas transnacionales inversoras.

El problema de los inversores y de sus empresas transnacionales, es que esas condiciones naturales excepcionales no son de su propiedad, sino que pertenecen a la colectividad que se expresa en el Estado⁸.

Entonces, si el capital se valoriza por encima de la magnitud establecida socialmente, la pregunta es ¿a quién le pertenece esa ganancia extraordinaria obtenida? ¿al propietario del capital? o ¿a los propietarios de las condiciones naturales excepcionales, sin las que el capital no podría ni obtener una ganancia normal y menos una ganancia extraordinaria?

Entonces, queda claro que cuando la empresa petrolera transnacional paga la regalía al Estado no está renunciando a parte de la ganancia socialmente establecida, no está cediendo parte de los beneficios normales

⁸ *Constitución Política del Estado – Artículo 139. Los yacimientos de hidrocarburos, cualquiera que sea el estado en que se encuentren o la forma en que se presenten, son del dominio directo, inalienable e imprescriptible del Estado. Ninguna concesión o contrato podrá conferir la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos. La exploración, explotación, comercialización y transporte de los hidrocarburos y sus derivados, corresponden al Estado. Este derecho lo ejercerá mediante entidades autárquicas o a través de concesiones y contratos por tiempo limitado, a sociedades mixtas de operación conjunta o a personas privadas, conforme a Ley.*

que su capital podría obtener en cualquier otra esfera de la producción social., sino está entregando una porción de la ganancia extraordinaria a la que accede por explotar recursos naturales que no le pertenecen.

Así, las transnacionales del petróleo que invierten en Bolivia, a cambio del permiso para emplear su capital en un determinado lugar del territorio boliviano, le abonan al dueño de éste —el Estado a nombre de la colectividad— una suma periódica de dinero fijada por Ley.

El artículo 138 de la actual Ley de Hidrocarburos 3058, define a la Regalía como una *compensación económica obligatoria pagadera al Estado, en dinero o en especie (...), por la explotación de sus recursos naturales no renovables.*

Tipos de regalías: alícuotas y su distribución

Las empresas que realicen explotaciones de los recursos hidrocarburíferos en territorio boliviano están sujetas al pago de regalías y compensaciones sobre la producción fiscalizada, pagaderas en dólares estadounidenses, o su equivalente en moneda nacional, o en especie a elección del beneficiario, como lo señala el artículo 52 de la Ley 3058 (ver Cuadro 2).

La Ley 1689 dividía el pago de las regalías dependiendo del tipo de campo del cual provenían los hidrocarburos. Si se compara la nueva composición de la distribución de regalías entre ambas normas, se pueden obtener algunas conclusiones interesantes (ver Cuadro 3).

Cuadro 2 Distribución de regalías por la Ley de Hidrocarburos 3058

Tipo de regalía	Porcentaje de la producción fiscalizada
Regalía departamental Asignada a los departamentos productores: Tarija, Santa Cruz, Cochabamba y Chuquisaca.	11%
Regalía nacional compensatoria Asignada a los departamentos de Beni y Pando.	1%
Participación a favor del Tesoro General de la Nación ⁹ .	6%
Total	18%

Fuente: Elaboración propia con base en la Ley de Hidrocarburos 3058.

⁹ El texto de la ley introduce confusión al referirse a la regalía departamental como el equivalente de 11% “de la producción Departamental fiscalizada”, a la regalía nacional compensatoria del 1% de “la producción Nacional fiscalizada”, y a la participación del Tesoro General de la Nación del 6% de “la producción Nacional fiscalizada”, siendo que sólo existe una definición precisa de la producción fiscalizada como el volumen “de hidrocarburos medidos en el Punto de Fiscalización”, el mismo que alude al campo específico y no a una producción departamental o nacional.

Cuadro 3
Distribución de regalías por la Ley de Hidrocarburos 1689
(derogada)

Hidrocarburos existentes tipo de regalía	Porcentaje de la producción fiscalizada
Regalía departamental	11%
Regalía nacional compensatoria	1%
Participación en favor de YPFB	6%
Regalía nacional complementaria	13%
Participación nacional	19%
Total	50%
<hr/>	
Hidrocarburos nuevos tipo de regalía	
Regalía departamental	11%
Regalía nacional compensatoria	1%
Participación en favor de YPFB	6%
Total	18%

Fuente: *Elaboración CEDLA con base en la Ley de Hidrocarburos 1689 (derogada).*

Un mecanismo que introducía la Ley 1689 para impulsar a la inversión extranjera en el sector era disminuir el porcentaje de pago de las regalías, discriminando la producción entre los hidrocarburos nuevos y los ya existentes: una vez transcurrido cierto periodo de tiempo, la producción de los campos existentes desaparecería y, junto con ella, la participación nacional y la regalía nacional complementaria.

La Ley de Hidrocarburos 3058 sustituyó este proceso paulatino (como se vio en el primer cuadro), eliminando de una sola vez, la clasificación de los hidrocarburos —nuevos y existentes—. Según cálculos¹⁰ del CEDLA, si la Ley 3058 no hubiera eliminado esta clasificación, las reservas existentes habrían desaparecido antes de 7 años (año 2010); pero, ahora, todos los campos pagarán la misma alícuota de regalías: 18%.

Con base en los datos oficiales que se puede disponer y proyectando el comportamiento del sector a través de una tasa de crecimiento estable en el tiempo, por esta homogenización en la alícuota de las regalías que incorpora la nueva norma, el Estado dejará de percibir un poco más de 50 millones de dólares estadounidenses durante lo que resta del 2005¹¹, por concepto de la regalía nacional complementaria (13%) y de la participación nacional (19%) (ver Cuadro 4).

¹⁰ Arze, Poveda. *Similitudes y diferencias en los proyectos de ley de hidrocarburos*. Documentos de Coyuntura N° 8, pp. 9–10.

¹¹ *La Ley entró en vigencia el 19 de mayo de 2005.*

Cuadro 4
Regalías tributadas únicamente por los campos existentes
Según la Ley 1689 (derogada)

(En millones de dólares de los Estados Unidos)

Tipo de regalía compensatoria	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Regalía nacional complementaria 13%	17,0	18,5	18,4	33,3	30,7	25,4	28,7	32,4	36,5
Participación nacional 19%	25,3	28,4	28,0	52,7	49,0	40,4	46,5	53,4	61,3
Total	42,3	46,9	46,4	86,0	79,7	65,8	75,2	85,8	97,8

Fuente: Elaboración propia con base en datos de YPPB.

Por lo tanto, uno de los objetivos de la política hidrocarburífera neoliberal se ha cumplido: las empresas petroleras transnacionales tributan menos regalías a favor del Estado.

- Los ingresos obtenidos como participación de YPFB eran entregados al TGN una vez que la estatal petrolera deducía el monto necesario para cubrir la administración de los contratos de riesgo compartido.

Ahora, la actual Ley 3058 dispone que el 6% de participación sea entregado directamente a las cuentas del Ministerio de Hacienda, sin que la estatal petrolera participe de estos ingresos¹².

De todas formas, en el primer caso o en el segundo, la participación directa del TGN en la distribución de los ingresos por regalías y participaciones no se incrementa.

- ¿Por qué la nueva Ley de Hidrocarburos no fijó una alícuota por regalías y participaciones más alta? Lo cierto es que la nueva norma, y toda la discusión que gira en torno de su aplicación, no salen de los parámetros fijados por la política liberal instalada por Sánchez de Lozada.

El artículo 52 de la Ley derogada 1689 dice: “*el régimen de patentes y regalías durante la vigencia de los*

¹² Sin embargo, en el artículo 6 de la Ley 3058 se establece la refundación de YPFB sobre la base de las acciones de las empresas petroleras capitalizadas, que se encuentran depositadas en el Fondo de Capitalización Colectiva administrado por las AFP. Así, la suma de capital con el que inicialmente podrá contar YPFB estará alrededor de los 835 millones de dólares estadounidenses.

contratos de riesgo compartido para la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos se mantendrá estable”; es decir no se podrán incrementar.

Ésta es la argucia de los defensores de la política liberal del sector y de los políticos adscritos a los intereses de las empresas transnacionales. Así, bajo el argumento de que “no se puede poner en juego la fe del Estado” se oculta la falta de voluntad política para recuperar el control real de los recursos hidrocarburíferos.

Valoración de los hidrocarburos para el pago de regalías

Luego que los hidrocarburos son acondicionados —mediante un sistema de adecuación— para ser transportados, se valoran para calcular el pago de regalías e impuestos. Esta valoración de la producción fiscalizada se aplica al petróleo, gas natural y gas licuado de petróleo (ver Cuadro 5).

Entonces, de acuerdo al artículo 8 del “reglamento para la liquidación de regalías y la participación al TGN por la producción de hidrocarburos” (descrito en el cuadro anterior), el precio de valoración, para establecer la participación boliviana en los ingresos por la explotación de sus recursos naturales, será el declarado; es decir, el determinado por la empresa suscriptora de los contratos. En síntesis, el Estado no es el que fija los precios, sino son las empresas transnacionales las que lo hacen.

Hasta antes de la promulgación de la Ley de Hidrocarburos 1689, las empresas operadoras entregaban la totalidad de la producción obtenida a YPF; luego, tomando en cuenta lo estipulado en los contratos de operación,

Cuadro 5
Precio para la valoración de los hidrocarburos destinados al pago de las regalías

Hidrocarburo	Precio	Expresado en:
Petróleo		
Mercado interno	Precio real de venta declarado por el titular del contrato.	\$us / Barril
Mercado externo	Precio real de venta de exportación declarado por el titular del contrato o el precio del WTI (el que sea mayor).	\$us / Barril
Gas Natural		
Mercado interno	Precio real de venta declarado por el titular del contrato.	\$us / MMBTU
Mercado externo	Precio real de venta de exportación declarado por el titular del contrato.	\$us / MMBTU
Precio de Gas Licuado de Petróleo (GLP)		
Mercado interno	Precio real de venta declarado por el titular del contrato.	\$us / TM
Mercado externo	Precio real de venta de exportación declarado por el titular del contrato.	\$us / TM

Fuente: *Elaboración propia con base en la Ley de Hidrocarburos 3058.*

el Estado restituía parte de la producción —para cubrir costos y obtener ganancias— a favor de la empresa transnacional. Este reconocimiento como propietario *real* permitía al Estado determinar los precios de los hidrocarburos en boca de pozo.

Por otro lado, en una industria como la hidrocarburífera —oligopólica—, la única forma en que un agente económico tiene la capacidad de participar en la determinación del precio de las mercancías es siendo propietario real-efectivo de éstas (la determinación del precio internacional del petróleo no escapa a esta lógica).

Entonces, cuando el reglamento para el pago de regalías señala que el precio de valoración de la producción es el declarado-fijado por el titular del contrato, se comprende que la nueva norma sobre los hidrocarburos no es diferente a la anterior, pues, ambas enuncian —de manera formal— la propiedad estatal de los recursos hidrocarburíferos, pero, en términos concretos, delegan ésta a los titulares de los contratos. Y, por lo tanto, aunque sean el ministro de Hidrocarburos y el presidente de YPFB quienes suscriban los contratos de exportación de hidrocarburos, el precio real de venta continúa siendo determinado por las empresas petroleras.

¿Cómo se relaciona el precio de venta con el pago de las regalías?

En razón de que la base para el cálculo de las regalías y del Impuesto Directo de los Hidrocarburos —que se analizará más adelante— es, precisamente, el *precio real de venta declarado por el titular* del contrato petrolero, se produce una relación directa entre ambos elementos:

si las empresas petroleras transnacionales determinan un precio bajo para la venta de los hidrocarburos, la magnitudes de la regalía y del impuesto directo también lo serán, y viceversa.

Pero el tema del precio de comercialización extranjera del gas natural va más allá. La exportación de este energético debe asegurar previamente el mercado de destino, por lo que las empresas petroleras determinan precios reales de forma tal que el pago de las regalías sea lo más bajo posible; así pueden realizar su ganancia extraordinaria en las otras fases de la cadena hidrocarburífera. Ésta es la razón que explica, por ejemplo, la existencia del precio solidario de exportación a la Argentina o de la diferencia entre el precio del gas natural boliviano exportado y el precio del gas natural que Estados Unidos vende a Canadá.

Forma de pago

La forma de pago de las regalías e impuestos es idéntica a la reglamentada en la Ley 1689.

“El pago por concepto de regalías y participaciones al TGN será depositado por el titular, en dólares de los Estados Unidos de América o en moneda nacional al tipo de cambio oficial de venta de la fecha de depósito, en las respectivas cuentas bancarias del Tesoro General de la Nación, de las prefecturas de los departamentos productores y de los departamentos de Beni y Pando¹³”.

¹³ *Artículo 20 del reglamento para la liquidación de regalías y la participación al TGN por la producción de hidrocarburos”.*

Ésta es la razón —disponibilidad de los ingresos por regalías, pero también los del Impuesto Directo a los Hidrocarburos, como se verá más adelante— por la que los comités cívicos y los grupos de poder impulsan la autonomía regional.

El control de los recursos que produce la explotación de los hidrocarburos es tan codiciado por las elites regionales que, por ejemplo, varios políticos prefieren desplazar su influencia desde el ámbito nacional hacia el regional para poder disponer de la administración de los ingresos que genera la comercialización de hidrocarburos.

Cuadro 6

Evolución del pago de regalías

(En millones de dólares estadounidenses¹⁴)

Años	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Regalías	164,83	194,34	160,60	194,17	214,21	181,62	230,44	294,20

Fuente: *Elaboración propia con base en Dossier estadístico 1990-2004. Volumen VIII. Unidad de Programación Fiscal dependiente del Ministerio de Hacienda.*

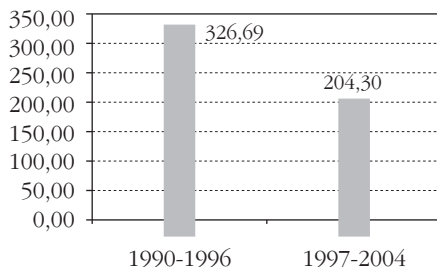
Este incremento constante en el monto de las regalías se debe al aumento del volumen de las exportaciones de hidrocarburos —especialmente gas natural— más que a un alza en el precio de los mismos. Si se observa la dinámica de comercialización hacia el extranjero, por ejemplo del gas natural, los datos muestran que mientras en

¹⁴ *Es necesario tener en cuenta que cuando las unidades monetarias son transformadas de bolivianos a dólares, puede existir una variación; esta operación distorsionará mucho o poco los datos, dependiendo del ritmo de devaluación registrado en el año.*

1990 Bolivia exportó 77,8 millones de pies cúbicos (MMPC); luego en 2001, cuando la privatización del sector ya estaba consolidada y las inversiones de las empresas petroleras transnacionales obtenían ganancias gracias al mercado brasileño, el país vendió 129,9 MMPC y, en 2004, con Argentina como nuevo país comprador, los volúmenes de exportación se expandieron mucho más hasta llegar a 251,5 MMPC¹⁵. Por lo tanto, aunque los volúmenes exportados de gas natural crecieron en más del 323%, entre 1990 y 2004, las empresas transnacionales pagaron mucho menos por concepto de regalías, porque éstas comercializan el hidrocarburo a precios cada vez más bajos.

Realizando una comparación en el pago de regalías entre el periodo de control estatal del sector y el periodo de control neoliberal se tienen los siguientes resultados que muestra el Gráfico 1.

Gráfico 1
Comparación en el pago de regalías



Fuente: *Elaboración CEDLA con base en el Dossier estadístico 1990-2004. Volumen VIII. Unidad de Programación Fiscal dependiente del Ministerio de Hacienda.*

¹⁵ Instituto Nacional de Estadística – Informes estadísticos, varios años.

Cuando YPFB controlaba todavía el negocio de los hidrocarburos, el Estado recibió, sólo por el pago de regalías, un promedio anual de 326,69 millones de dólares entre 1990-1996. Mientras que entre 1997-2004, este mismo promedio asciende a 204,30 millones de dólares. Teniendo en cuenta que la Ley de Hidrocarburos 3058 elimina la diferencia entre campos nuevos y campos existentes y nivela la alícuota de las regalías a 18%, desde 2005 la cantidad de recursos que las empresas petroleras paguen por este concepto disminuirá.

Según lo dispuesto por el artículo 52 de la actual Ley de Hidrocarburos 3058 y teniendo en cuenta las estimaciones del Ministerio de Hacienda, la distribución de las regalías será la siguiente:

Cuadro 7
Distribución anual de regalías-Estimación 2006
según Ley de Hidrocarburos

(En millones de dólares estadounidenses)

Producción	100,00%	1.416,0
Regalías	18,00%	254,9
Departamentos productores	11,00%	155,8
Tarija (64% producción Nal.)	7,10%	100,3
Santa Cruz (18,1% producción Nal.)	2,00%	28,2
Cochabamba (14,7% producción Nal.)	1,60%	22,9
Chuquisaca (2,8% producción Nal.)	0,30%	4,4
Regalía nacional compensatoria	1,00%	14,2
Beni	0,67%	9,5
Pando	0,33%	4,7
Tesoro General de la Nación	6,00%	85,0

Fuente: Documento Propuesta modificación de la distribución de IDH, Ministerio de Hacienda y Boletín Control Ciudadano N° 3, marzo 2006, CEDLA.

Las regalías favorecen con el 11% del valor de la producción fiscalizada a los departamentos productores. Por esta distribución, como se ve, es Tarija el departamento que obtendrá mayores ingresos porque es el principal productor hidrocarburífero del país.

Pago de regalías en especie

Aunque la Ley 3058 estipula en su artículo 52 que las regalías sobre la producción fiscalizada serán “*pagaderas de manera mensual en dólares (estadounidenses) o su equivalente en moneda nacional, o en especie a elección del beneficiario*”, el reglamento que aprobó el Poder Ejecutivo, sólo estipula el pago de éstas en dólares de los Estados Unidos, y posterga el pago en especie a la aprobación de un otro reglamento que aún se encuentra en su etapa de borrador.

Decreto Supremo Reglamentario 28222 – Artículo 2 “el titular que produzca hidrocarburos, queda obligado al pago de regalías y la participación al TGN por la producción fiscalizada mensual en dólares estadounidenses, o su equivalente en moneda nacional conforme al artículo 52 de la ley”.

De la forma en que está estructurado el sector de los hidrocarburos es muy probable que el reglamento específico para el pago de las regalías y participaciones *en especie* quede, simplemente, como un enunciado de la ley, porque:

- No existe ni la infraestructura ni la capacidad técnico-operativa en los departamentos productores —y menos en los departamentos no productores— para poder administrar y gestionar los hidrocarburos que recibirían.
- Sería natural que, en caso de que los departamentos decidieran cobrar las regalías en especie, la forma de gestionar estos recursos debería ser a través de YPF; esto obligaría a que la estatal petrolera establezca los procedimientos de administración, comercialización y distribución de estos recursos, en el marco de sus estatutos. Pero, en razón de que la política liberal del sector continúa siendo predominante en el actual gobierno, es muy probable que los estatutos diseñados para el funcionamiento de YPF tampoco incorporen los lineamientos y las directrices para el cobro de las regalías en especie.
- El principal obstáculo para el pago en especie son las mismas empresas petroleras. Si los departamentos reciben sus regalías de esta forma, las compañías pierden, por ejemplo, la capacidad de controlar el ritmo y la cantidad de las exportaciones. Pero, además, la capacidad de determinar el precio real de venta de la exportación.

Si esa parte de la producción hidrocarburífera está bajo la administración de las regiones, su comercialización —interna o externa— también estará bajo el control de ellas. Entonces, el precio de venta será fijado en función de los intereses de los departamentos productores.

Pero, bajo las actuales condiciones de la industria petrolera en Bolivia que se caracteriza por la existencia de barreras para la entrada de competidores¹⁶ —un grupo limitado de productores, ausencia de competencia entre las empresas, un órgano (la Cámara Boliviana de Hidrocarburos) que aglutina y protege a las empresas petroleras transnacionales— es claro que será muy difícil posibilitar que las regiones se conviertan en un competidor más dentro de la industria.

Contratos petroleros y pago de regalías

La Ley define tres tipos de contratos: de producción compartida, de asociación y de operación.

En cada uno de estos documentos debe establecerse una cláusula específica que haga referencia al régimen de regalías al cual se somete el titular del contrato (la empresa petrolera).

Ley 3058-Artículo 67 “los contratos de producción compartida, operación y asociación que Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) suscriba con personas individuales o colectivas, nacionales o extranjeras, públicas o privadas (...) deberán celebrarlos mediante escritura otorgada ante notario de gobierno y contener, bajo sanción de nulidad, cláusulas referentes a: (...) b) Régimen de patentes, regalías, participaciones, impuestos y bonos”.

¹⁶ Las constantes denuncias que hace la empresa Shengli sobre los obstáculos y la desinformación a la que es sujeta, son una muestra de las barreras de entrada a la que se tienen que enfrentar capitales que no forman parte del circuito dominante dentro de la industria petrolera en Bolivia.

En cuanto a los contratos de producción compartida y de asociación, la ley establece claramente que YPFB y el titular del contrato se distribuirán la participación neta que a cada uno le corresponde después del pago de regalías y participaciones.

Para los contratos de producción compartida:

Ley 3058-Artículo 76 “YPFB y el titular de un contrato de producción compartida, pagarán las regalías, las participaciones y los impuestos en proporción a su participación en la producción comercializada, según lo establecido en la presente ley y los impuestos establecidos en la Ley N° 843 (texto ordenado)”.

Pero si alguna empresa decide migrar a este tipo de contrato y aceptar a YPFB como socia, la Ley 3058 establece que la estatal petrolera debe compensar-devolver al titular los pagos por concepto de regalías y participaciones que éste hubiera realizado, de acuerdo a la parte porcentual del negocio del que YPFB tendría participación. Lo que en otras palabras significa que el Estado devuelve, como compensación para su asociación, parte de la renta que la empresa petrolera transnacional pagó antes.

Ley 3058-Artículo 73 “El organismo administrador fiscalizador YPFB en el contrato de producción compartida tiene una participación en la producción, una vez que haya determinado la amortización que corresponde al titular (...) por el pago de regalías y participaciones”.

Para los contratos de asociación:

Ley 3058-Artículo 84: “el operador distribuirá a los asociados su participación neta después del pago de regalías y participaciones. El operador queda obligado a pagar regalías, participaciones e impuestos establecidos en la presente ley y los impuestos del régimen general establecidos en la Ley N° 843 (texto ordenado)”.

Sin embargo, el contrato de operaciones libera al titular del pago obligatorio de las regalías y participaciones.

Una vez que YPFB reciba del titular de un contrato de operación la producción total de los hidrocarburos, la estatal petrolera devuelve a la empresa un porcentaje de la misma que cubra todos sus costos y, además, la utilidad esperada

Ley 3058-Artículo 78 “YPFB retribuirá al titular por los servicios de operación, con un porcentaje de la producción, en dinero o en especie. Este pago cubrirá la totalidad de sus costos de operación y utilidad”.

Luego, es YPFB la empresa que está en la obligación de pagar las regalías y participaciones de toda la producción obtenida

Ley 3058-Artículo 79 “YPFB por su parte pagará regalías, impuestos y participaciones sobre la producción más los impuestos que le correspondan”.

Bajo esta modalidad contractual, existe la posibilidad que el titular del contrato declare costos altos para aumentar su participación en la producción obtenida y, de esta forma, disminuir la que le corresponde al Estado.

Las jornadas de octubre y el referéndum

El proyecto de recuperación real de los hidrocarburos en Bolivia se inició, de manera efectiva, en octubre de 2003. En ese entonces, la población del occidente del país había iniciado la protesta contra el manejo discrecional de los recursos hidrocarburíferos y convirtió en suya, la oposición popular a la exportación del gas natural bajo el control y el dominio de las empresas petroleras transnacionales. Frente a ellos, un gobierno obsesionado por cumplir sus compromisos con el capital extranjero y con los organismos internacionales, no dudó ni un momento en utilizar la violencia, el miedo y la represión para terminar con la protesta de hombres y mujeres que asumieron la defensa del patrimonio nacional con valentía y dignidad. El resultado: centenares de personas heridas y decenas que perdieron la vida por armas de guerra, la renuncia forzada del presidente quien en otros tiempos, había sido el estadista neoliberal por excelencia y una agenda que había logrado ser impuesta por el nuevo gobierno: un referéndum para definir la política estatal en el sector de los hidrocarburos y una asamblea constituyente para producir un nuevo pacto entre la sociedad boliviana.

Pero, una vez que el movimiento social se había relajado, el gobierno sustituyó la recuperación real de los hidrocarburos por modificaciones al régimen tributario del

sector. Así, el “Referéndum del Gas” (18 de julio de 2004) preguntaba a la población:

“¿Está Usted de acuerdo con que Bolivia exporte gas en el marco de una política nacional que:

- *cubra el consumo de gas de las bolivianas y los bolivianos;*
- *fomente la industrialización del gas en territorio nacional;*
- *cobre impuesto y/o regalías a las empresas petroleras llegando al 50% del valor de la producción del gas y el petróleo en favor del país;*
- *destine los recursos de la exportación e industrialización del gas, principalmente para educación, salud, caminos y empleos?”*

Y, luego, Carlos Mesa presentaba una Ley de Hidrocarburos simplificada (31 de julio de 2004) que, según él, cumplía con el mandato expresado por la población en respuesta a la pregunta 5. Así, el planteamiento del gobierno para incrementar los impuestos a las empresas petroleras, hasta llegar al 50%, establecía la creación de un impuesto progresivo a los hidrocarburos (ICH).

Supuestamente el ICH debería aplicarse progresivamente hasta alcanzar 32% y, sumado al 18% de regalías, aumentaba las participaciones del Estado hasta un 50%. Este impuesto tuvo diferentes propuestas y versiones por parte del gobierno, la última versión se basaba en un cálculo según el cual se llegaría al 32% de pago impositivo por parte de las empresas petroleras en varios años

(de acuerdo con los volúmenes de producción y exportación que éstas registraren). Sin embargo, un cálculo hecho por el CEDLA¹⁷, mostraba que en el caso del petróleo, los campos más grandes del país hubieran pagado por concepto del ICH, el 21% y 29% respectivamente, y que la alícuota real del impuesto pagado por la empresa sería del 27% si se le hubiese liquidado el ICH por la empresa en su conjunto y no individualmente por cada campo.

El Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH)

Diez meses de debate de la nueva Ley de Hidrocarburos, culminaron en acuerdos políticos y regionales, que permitieron al Congreso promulgar la Ley 3058 y, a través de ella, crear el IDH.

El Artículo 57 rige la distribución del IDH, distribuyendo los futuros recursos impositivos entre las Prefecturas y el TGN (donde incluían a Municipios y Universidades, junto con los Pueblos Indígenas, Policía y FF. AA); pero sin considerar el principio de coparticipación tributaria.

Los mencionados análisis del Ministerio de Hacienda, consideraban para todos sus cálculos y proyecciones que, del 100% de la producción nacional de hidrocarburos para el 2005 y 2006, el 64,4% sería producido por Tarija, el 18,1% por Santa Cruz, el 14,7% por el departamento de Cochabamba y el 2,8% por Chuquisaca.

En este sentido, la distribución que se realizaría de las regalías e IDH favorecería fundamentalmente al departamento de Tarija por ser el mayor productor, seguido

¹⁷ Arze, Poveda. *Similitudes y diferencias en los proyectos de ley de hidrocarburos*. Documentos de Coyuntura N° 8, pp. 11.

por Santa Cruz y desfavoreciendo a Chuquisaca, incluso respecto a los departamentos no productores.

Base imponible y alícuota

El Artículo 53, crea el Impuesto Directo a los Hidrocarburos, que se aplicará en todo el territorio nacional a la producción de hidrocarburos en boca de pozo, medido y pagado como las regalías.

El Artículo 55, dictamina que la base imponible del IDH es idéntica a la correspondiente a regalías y se aplica sobre el total de los volúmenes de hidrocarburos producidos. La Alícuota del IDH es del 32% del total de la producción de hidrocarburos medida en el punto de fiscalización, se aplica de manera directa no progresiva sobre el 100% de los volúmenes de hidrocarburos medidos en el punto de fiscalización.

En este sentido, la Ley pretende que la suma de los ingresos establecidos del 18% por regalías y del 32% del IDH, no debería ser —en ningún caso— menor del 50% del valor de la producción de los hidrocarburos a favor del Estado boliviano, a precios efectivamente pagados en el mercado interno y exportaciones.

Ley 3058-Artículo 57, determina que el IDH será distribuido de la siguiente manera:

“a) Cuatro por ciento (4%) para cada uno de los departamentos productores de hidrocarburos de su correspondiente producción departamental fiscalizada

b) Dos por ciento (2%) para cada departamento no productor.

c) En caso de existir un departamento productor de hidrocarburos con ingreso menor al de algún departamento no productor, el Tesoro General de la Nación nivelará su ingreso hasta el monto percibido por el departamento no productor que recibe el mayor ingreso por concepto de coparticipación en el Impuesto Directo a los Hidrocarburos.

d) El Poder Ejecutivo asignará el saldo del Impuesto Directo a los Hidrocarburos a favor del TGN, Pueblos Indígenas y Originarios, Comunidades Campesinas, de los Municipios, Universidades, Fuerzas Armadas, Policía Nacional y Otros.

Todos los beneficiarios destinarán los recursos recibidos por el Impuesto Directo a los Hidrocarburos, para los sectores de educación, salud y caminos, desarrollo productivo y todo lo que contribuya a la generación de fuentes de trabajo”.

Asimismo, el Decreto Supremo 28223, reglamentaba el Artículo 57 de la Ley y dictaminaba que la compensación a los departamentos no productores debía realizarse de la siguiente manera:

- 1. “Para el cálculo de la nivelación de ingresos entre un departamento productor de hidrocarburos con un ingreso menor al de un departamento no productor, establecido en el inciso c) del*

Artículo 57 de la Ley N° 3058, la recaudación por regalía departamental equivalente al 11% de la producción y el 31,25% de la distribución del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), formarán parte del ingreso total por departamento productor, que será comparada con el monto percibido del 2% para cada departamento no productor.

Para este efecto, se estimará una compensación a los departamentos productores de hidrocarburos que será inscrito en los presupuestos anuales y el Tesoro General de la Nación asignará recursos mensuales con cargo a conciliaciones que determinen el monto definitivo”¹⁸.

Esto significaba que el Fondo de Compensación Departamental sólo se aplicaba para el departamento de Chuquisaca, pues era el único departamento productor que sumadas sus asignaciones por Regalías e IDH, recibía menos que un departamento no productor por IDH.

Distribución anual del IDH

La distribución anual de los recursos generados por el Impuesto Directo a los Hidrocarburos se puede ver en el Cuadro 8.

Como muestra el cuadro, la Prefectura de Tarija es la que mayores recursos recibiría (36,4 millones de dólares); y más que triplicaría el ingreso que obtendría por

¹⁸ Decreto Supremo Reglamentario N° 28223— (Artículo 8 (Distribución)).

IDH la segunda prefectura *productora* que recibe mayores recursos, Santa Cruz. Los diputados, entusiastas amantes de sus regiones *se asignaron* una notable cantidad de dinero en la Ley, sin conocer siquiera el grado de ejecución y eficiencia que tienen el día de hoy sus prefecturas.

Cuadro 8
Distribución anual del IDH
Según la Ley de Hidrocarburos 3058 y el Decreto Supremo 28223

(En millones de dólares estadounidenses)

Producción Estimada	100,00%	1.416,00	100,00%
Recaudación IDH	32,00%	453,10	100,00%
Departamentos productores	4,00%	56,60	12,50%
Tarija (64% Prod. Nacional)	2,60%	36,40	8,00%
Santa Cruz (18,1% Prod. Nacional)	0,70%	10,30	2,30%
Cochabamba (14,7% Prod. Nacional)	0,60%	8,30	1,80%
Chuquisaca (2,8% Prod. Nacional)	0,10%	1,60	0,40%
Departamentos no productores	10,00%	141,6	31,25%
La Paz	2,00%	28,32	6,25%
Potosí	2,00%	28,32	6,25%
Oruro	2,00%	28,32	6,25%
Beni	2,00%	28,32	6,25%
Pando	2,00%	28,32	6,25%
Compensación			
Chuquisaca-Santa Cruz-Cochabamba	4,60%	64,70	14,30%
Total para departamentos	18,60%	262,90	58,00%
TGN	13,43%	190,20	42,00%

Fuente: Elaboración CEDLA con base en proyecciones de Valor de Producción según PGN 2006. Producción departamental, según porcentajes estimados y descritos en el documento Propuesta Modificación de la distribución de IDH del Ministerio de Hacienda.

El otro porcentaje, favorece a los cinco departamentos no productores, repartido en forma lineal, seguramente elaborado por otros diputados que por mandato de sus regiones y sin tomar en cuenta ningún criterio poblacional o índice de desarrollo humano alguno, asignaron la misma cantidad de recursos para la Prefectura de Pando como para la de La Paz.

Sin embargo, presionado por los municipios, las universidades y por huelgas de hambre y bloqueos camineros en las regiones, el Gobierno —luego de un intenso proceso de negociación— modificó la distribución del impuesto de la siguiente manera: el 58% del IDH, 262,8 millones de dólares, según la propuesta, debería dividirse en 32,57% para prefecturas (147,1 millones), el 20% para municipios (90,6 millones) y el 5% para universidades (22,6 millones). El TGN sólo se quedaría con 190,3 millones de dólares. Los municipios habían conseguido los 90,62 millones iguales al 20% del IDH, porcentaje de la coparticipación tributaria, pero con una salvedad, como acuerdo con los congresales, el ministerio dividía ese monto y el 5% de las universidades, en forma lineal, es decir entre nueve departamentos.

Resultado de la negociación con municipios y universidades

Los resultados emergentes de la negociación con los municipios y universidades fiscales, se pueden observar en la tabla siguiente:

Cuadro 9
Distribución IDH
Resultado de la negociación con municipios y universidades

Asignación	Porcentaje	Millones \$us
Prefecturas	33, 00%	149,53
Municipios	20, 00%	90,62
Universidades	5, 00%	22,65
Fondo de Compensación	9,53%	43,18
TGN	32,47%	147,12
Total	100, 00%	453,10

Fuente: Elaboración CEDLA, con base en el DS 28223 y estadísticas del Ministerio de Hacienda.

De esta forma, igual que en la anterior distribución, no se seguía el criterio poblacional que se sustenta en el principio de la coparticipación tributaria. La división de los 90,62 millones de dólares entre los 9 departamentos, asignaba 10,06 millones a los municipios de cada departamento; por ejemplo, los municipios de Pando recibirán la misma cantidad de recursos que los municipios de Santa Cruz o de Cochabamba o de cualquier otro departamento. Sin embargo, si esta asignación hubiera seguido el principio de distribución poblacional, las alcaldías pandinas solamente habrían conseguido un poco más de 500 mil dólares o los municipios de Oruro habrían obtenido sólo 4 millones de dólares, esto comparado con los municipios afectados en los departamentos de La Paz, que debían recibir 23 millones o los de Santa Cruz que deberían recibir mas de 20 millones.

Para eliminar este error en la distribución del IDH, el gobierno creó un Fondo de Compensación para el eje troncal (La Paz, Cochabamba y Santa Cruz), destinándole el 9,53% del total recaudado; este fondo será reglamentado de la siguiente manera:

- Según Decreto Supremo, el fondo será del 5%, por octubre y noviembre de 2005.
- Según Ley del Congreso, se incrementará a 6% el 1° de diciembre de 2005.
- Según la misma Ley, se incrementará a 8% el 1° de diciembre de 2006.
- Finalmente, se incrementará a 9,53% el 1° de diciembre de 2007, completando así los 39,75 millones de dólares que cubren el déficit.

Según este acuerdo, y una vez completado el fondo de compensación en diciembre de 2007 (9,53% para los tres departamentos con mayor población), la asignación de los recursos obtenidos por el IDH sería la siguiente:

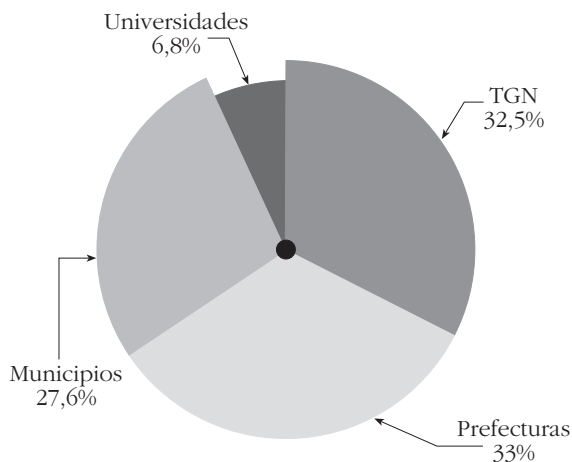
Acuerdo final

Los resultados del acuerdo final de las negociaciones sobre la división del IDH, se pueden apreciar en el Gráfico 2, estimándose con base en el año 2006.

Como se aprecia, el gran perdedor de las negociaciones fue el TGN; sin embargo, el Ministerio de Hacienda compensaría esta pérdida transfiriendo nuevas competencias a prefecturas y municipios, que puedan liberar de gasto al TGN. Aunque, ya de principio, se conoce que los

gastos más fuertes como las planillas de sueldos de educación y salud no podrá transferirlas.

Gráfico 2
División anual del IDH
Acuerdo final
Estimación anual 2006



Fuente: Elaboración CEDLA con base en datos del Ministerio de Hacienda.

Los problemas del IDH

Inequidad regional

Sin embargo, y ya distribuidos los ingresos del IDH, lo preocupante ahora es haber dotado semejante cantidad de recursos al ámbito regional, conociendo las limitaciones en la gestión de las competencias actuales que cada una de las instancias regionales detenta. Esto hace ver que en el futuro existirán muchos problemas sobre la forma en que las prefecturas, por ejemplo, administren y

ejecuten las nuevas funciones que el Gobierno Central les transferirá. Pero, además, bajo este criterio de asignación de recursos, la Ley de Hidrocarburos generó más interés en los políticos por ser prefectos de los departamentos productores que postulantes para ser presidente de la República.

Al mismo tiempo, se marcan dos falencias cometidas al elaborar la Ley: no se tiende a equilibrar la asignación de recursos entre departamentos productores y no productores, Tarija tanto en Regalías como en IDH es el departamento que más recursos recibe; y segundo, los redactores de la ley presumieron que todos los departamentos del país —al menos los no productores— son iguales en todo y que se debe asignarles recursos por igual, sin tomar en cuenta criterios poblacionales o de pobreza.

El Cuadro 10 muestra el ingreso de las regiones en forma desagregada y en la asignación total, sumando las regalías e IDH, además de la distribución por habitante departamental resultante del último acuerdo hecho en septiembre de 2005.

Es notable que los departamentos más afectados sean los del eje central, por ejemplo, un habitante de La Paz recibirá 18,92 dólares estadounidenses de inversión por concepto de la producción de hidrocarburos. En contraste, el prefecto de Tarija podrá invertir hasta 321 dólares por habitante y el de Pando podrá hacer una inversión por cada pandino de hasta 578 dólares. Asimismo, uno de los departamentos más pobres: Potosí, seguiría siendo castigado y recibiría apenas 36 dólares de inversión por cada poblador, confirmando que no existe memoria cuando se trata de intereses regionales.

Cuadro 10
Distribución departamental IDH-Regalías
Acuerdo Gobierno-Congreso-Municipios-Universidades
 (En millones de dólares estadounidenses)

Departamento	Población	Asignación Total	Porcentaje	IDH 32%	Regalías 18%	Por habitante		
						Del total	Del IDH	
Productores	4.407.930	276,5	63,07	133,2	143,3	62,73	30,21	32,52
Tarija	391.226	125,8	28,70	33,5	92,3	321,56	85,63	235,94
Santa Cruz	2.029.471	66,4	15,14	40,4	25,9	32,69	19,91	12,78
Cochabamba	1.455.711	54,2	12,37	33,2	21,1	37,26	22,79	14,47
Chuquisaca	531.522	30,1	6,87	26,1	4	56,65	49,10	7,55
No Productores	3.866.395	161,9	36,93	148,9	13	41,87	38,50	3,37
La Paz	2.350.466	44,5	10,14	44,5	0	18,92	18,92	0
Potosí	709.013	26,1	5,95	26,1	0	36,81	36,81	0
Oruro	391.87	26,1	5,95	26,1	0	66,60	66,60	0
Beni	362.521	34,8	7,94	26,1	8,7	96,08	72,00	24,08
Pando	52.525	30,4	6,93	26,1	4,3	578,77	496,91	81,86
Total	8.274.325	438,4	100,00	282,0	156,4	52,98	34,08	18,90

Fuente: Elaboración CIEDA con base en datos del Ministerio de Hacienda y Censo 2001.

Los problemas del TGN

Como se manifestó anteriormente, el gran perdedor de las reuniones de negociación fue el TGN, pues a base de presiones y debido a malos cálculos políticos del Ministerio de Hacienda, finalmente sólo se quedó con el 37% de los recursos del IDH, restando el 5% del Fondo de Compensación a municipios y universidades (porcentaje que hasta el 2008 se reducirá a 32,47%, cuando el Fondo llegue a 9,53%).

Para realizar el cálculo desde el origen, de los 42% asignados al TGN, aproximadamente 175 millones de dólares, todavía debe cumplir otro compromiso asumido el pasado 28 de septiembre con el movimiento indígena y originario, que es la creación del Fondo de Desarrollo Indígena, igual al 5% de la recaudación del IDH, aproximadamente 20 millones de dólares. Cabe conocer cual es la institucionalidad, legitimidad y legalidad de este movimiento, cómo se realizarán los desembolsos y los controles. Lo definitivo es que constituye el resultado de otra presión social, que culminará en la entrega de recursos sin objetivos ni proyectos claros, ni resultado de un plan nacional.

Coyuntural e inequitativo

La larga negociación por la distribución del IDH, reflejó la debilidad institucional del Poder Ejecutivo, la falta de legitimidad del Congreso y la necesidad regional de contar con recursos para ejecutar planes y proyectos; esto no es otra cosa que una manifestación de la crisis de Estado por la que atraviesa el país; el atrincheramiento regional que debilita al Gobierno Central impide pensar

en cualquier otra posibilidad para utilizar los recursos que las empresas petroleras pagan.

Bajo las condiciones políticas que vive el país, la fragilidad del Estado es aprovechada para obtener las mayores ventajas regionales. Pero el hecho de fondo es que esas ventajas no son canalizadas hacia la población; nuevamente los grupos de poder —ahora refugiados en los comités cívicos y próximamente en las prefecturas— son los que dispondrán de los beneficios que el sacrificio de los bolivianos y bolivianas obtuvo. Es más, en todo el proceso de discusión y negociación para definir la distribución de los ingresos por el IDH, jamás se mencionó la posibilidad de destinar un porcentaje para financiar las actividades de YPF, no se pensó en la necesidad de liquidez económica que tiene la petrolera estatal para participar, de manera importante, en las actividades de la cadena de producción hidrocarburífera.

El resultado final en la distribución del IDH puede derivar en la dilución gradual de los recursos. Para que esto no suceda, los beneficiarios de esta circunstancial distribución, deberán tomar la enorme responsabilidad de destinar los recursos a planes, programas y proyectos de inversión pública y no en gasto corriente, lo que determinarí­a el crecimiento sostenido de las regiones y justificarí­a la demanda de las diferentes instancias (prefecturas, municipios, universidades). O, por otro lado, el Estado podrí­a destinar estos recursos a la producción o, como ya se se­­ñaló, a la potenciación de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos para generar crecimiento y atacar, de manera efectiva, al problema de la pobreza.

Insostenible

Sin embargo, nada garantiza que el ingreso por IDH no se modificará en el tiempo. Esto, claro, no ocurrirá, de forma directa pero la nueva Ley de Hidrocarburos deja, al menos, dos posibilidades para que la disponibilidad de recursos no sea la que hasta ahora se proyecta.

Primero, el proyecto de ley de hidrocarburos, que había sido aprobado por la Cámara de Diputados, prohibía, de forma expresa, la acreditación o deducción del IDH contra otros impuestos pagados por las empresas petroleras; pero esta prohibición fue retirada en la Cámara de Senadores y ahora, aunque la norma no se pronuncia al respecto, es muy probable que la migración contractual utilice este vacío para introducir la disminución tributaria que demandan las empresas transnacionales.

Segundo, desde que se discutía el proyecto de ley, las empresas que participan en el sector alertaban sobre la inconveniencia de asignar una presión tributaria que no tomara en cuenta las características de cada campo de producción; señalaban que la complejidad en la producción de algunos de ellos y las dificultades para realizar la actividad de explotación en otros, hacían imposible el pago homogéneo de cualquier tributo.

Por estas razones, se redactó un artículo especial (artículo 64) en la Ley 3058 que señala incentivos a la producción de hidrocarburos en campos marginales y pequeños.

La forma de incentivar o de premiar cualquier actividad económica es, por principio, a través de la disminución de la presión tributaria. El Estado decide, como una forma de apoyar cierta industria, disminuir los impuestos

que cobra a las empresas que operan en el sector; por lo tanto, y aunque todavía no se conoce la forma en que se reglamentarán estos premios a la producción, es evidente que las negociaciones con las empresas petroleras contemplarán una disminución en los tributos que éstas deben pagar. Así, no será extraño que la alícuota del impuesto a los hidrocarburos (32%) se modifique en el tiempo y que —a pesar de las negociaciones, amenazas y bloqueos— al final, las empresas petroleras dejarán de tributar el 50% de la producción obtenida

IDH, sustituto de la regalía

Existe una tendencia muy fuerte para sustituir, por un impuesto, el pago de la renta que todo capital actuante en las industrias extractivas debe hacer. Lo que persiguen las empresas es que el tema de la explotación de los recursos naturales deje de abordarse como un problema de soberanía o de propiedad colectiva; los agentes privados insisten en que el agua, los minerales, los hidrocarburos, los bosques, entre otros, dejen de ser percibidos como propiedad social, se asuman como objetos de producción para valorizar el capital y sean incorporados de manera simple a los costos de la producción.

El caso de la industria minera boliviana permite tener un buen ejemplo. De manera efectiva, en este sector, las regalías han dejado de existir, fueron sustituidas por el Impuesto Complementario a la Minería, que luego de todas las idas y venidas contables es, nada más, un pago adelantado mensual del impuesto a las utilidades de las empresas y que el Gobierno Central distribuye entre los departamentos productores bajo el nombre de “regalía”.

De esta forma, la ganancia extraordinaria que perciben las empresas que invierten en las industrias extractivas queda intacta y es apropiada por el capital que explotó y se benefició de los recursos naturales de países como Bolivia.

**POLÍTICA
DE PRECIOS
DE HIDROCARBUROS**

Introducción

En la figura de los precios de las mercancías se halla contenida la síntesis de las relaciones económicas entre las clases sociales, tanto en el proceso de producción como en el de circulación capitalista. Sin embargo, la categoría precio no revela —por sí sola— más que una expresión cuantitativa. Los determinantes que llevan a la formación de los precios se comprenden a partir del análisis del valor intrínseco en las mercancías, y su manifestación se da en el proceso de intercambio en el mercado.

Ese valor intrínseco es el tiempo de trabajo, sus componentes son: el tiempo de trabajo incorporado en los instrumentos de producción y materias primas que son la base para la elaboración del nuevo producto y el tiempo de trabajo vivo que añaden los trabajadores en la transformación del producto. Este último (debido a la relación que establecen el trabajador libre de medios de producción y el propietario de esos medios) se divide durante la realización del producto¹⁹, en: salario

¹⁹ *Cuando se habla de la realización del producto se habla del conjunto de la producción capitalista, sin embargo, desde el punto de vista del capitalista*

y trabajo no pagado (plusvalía o ganancia en su forma transfigurada).

Entonces, se tiene que el precio del producto final se compone del costo de las materias primas y la depreciación de las máquinas, los salarios y la ganancia del capitalista. Esta ganancia debe compartirla —el productor capitalista— con el comerciante capitalista y los banqueros que adelantan el dinero, con lo que la ganancia se subdivide en ganancia industrial, ganancia comercial e interés bancario.

Sin embargo, las ganancias individuales se ven incrementadas en algunos sectores productivos debido al aprovechamiento de condiciones excepcionales existentes en la producción o en la realización del producto, que permiten tener costos por debajo del promedio y que reditúan ganancias extraordinarias o rentas. La renta de la tierra es una de ellas y otra es la concentración vertical y horizontal del monopolio que acapara productos y mercados.

En el sector de hidrocarburos existe una conjunción entre la escasez del producto en la naturaleza —que da lugar al surgimiento de la renta de la tierra—, con la alta concentración de capital propio de las leyes económicas de la acumulación. Esto se debe a que la obtención de este producto escaso, necesita de alta tecnología que se desarrolla, sólo a través de la alta concentración de capitales.

individual, el trabajador recibe su salario sin importar si el capitalista ha realizado o no el producto, pues precisamente el capital acumulado o el monopolio de los medios de producción y de dinero, le permiten hacer estos adelantos. Lo que no funciona para el conjunto de los capitales.

Este capítulo tratará de desbrozar las implicaciones económicas y políticas que derivan de la formación de precios de los hidrocarburos en la economía mundial, es decir, en última instancia, de la formación de valor a través de explotación de trabajo que se refleja como precio. También mostrará cómo se trasladan a la economía boliviana esos determinantes de la formación de precios a través de la formulación de las Leyes de Hidrocarburos 1689 y 3058.

Petróleo, precios, ganancias extraordinarias

Cuando se habla de la industria de los hidrocarburos, de manera implícita, se lo hace de un complejo entramado de relaciones económicas y políticas de tal importancia, que tienen implicancias en el comportamiento del sistema económico mundial y, por ende, sobre el poder político internacional.

Este trabajo pretende abordar esta relación de economía y política de los hidrocarburos en el ámbito local, tomando en cuenta el escenario internacional, con el objetivo de comprender la política de precios de los hidrocarburos y sus derivados en Bolivia desde 1996 cuando, con la Ley 1689, se margina al Estado de la actividad petrolera y se enajena las actividades de la cadena. Es decir, se trata de comprender las tendencias del comportamiento de los precios, como el resultado de la aplicación intencionada de políticas desde el Estado para favorecer los intereses del monopolio petrolero.

Los hidrocarburos son muy importantes para el funcionamiento de la economía capitalista, proporcionan a

la industria energía primaria para la producción de electricidad, además ponen en marcha el transporte que permite la circulación capitalista, sin ellos la producción mundial prácticamente pararía²⁰. También de los hidrocarburos se obtienen determinados compuestos químicos que son la base de diversas cadenas productivas que elaboran una amplia gama de productos denominados petroquímicos que se utilizan en las industrias de fertilizantes, plásticos, alimentos; también en la industria farmacéutica, química y textil, entre otras.

La producción de hidrocarburos, al ser un recurso que se extrae de la naturaleza, está limitada a las condiciones naturales²¹. Por otra parte el proceso de producción de hidrocarburos en la fase de exploración y explotación (*Upstream*), como en la fase del transporte y refinado (*Down Stream*) requieren de alta tecnología y, por tanto, de grandes inversiones de capital. Estas dos características, sumadas a su papel estratégico en la producción capitalista, permiten a los capitales empleados en esta esfera de producción, obtener ganancias por encima de la ganancia media que obtienen otros capitales en las demás esferas. El ejemplo, para el caso boliviano, lo dio a conocer el ex delegado de la Capitalización del gobierno de Sánchez de Lozada, Juan Carlos Virreira, quien denunció que: el costo de producción del petróleo en Bolivia era el segundo más bajo del mundo en 2003 (algo

²⁰ *El transporte de mercancías y de personas por cualquier tipo de vías es el principal uso que se da a los hidrocarburos, seguido de la generación de electricidad y calefacción y, por último, la petroquímica.*

²¹ *Como se verá en el contexto internacional, esta limitación de la naturaleza para la extracción de petróleo a llegado a un punto crítico de agotamiento que influye con fuerza en el alza de los precios en el futuro.*

menos de \$us 1 el barril de petróleo (bbl)). En promedio mundial, ese año el costo fue: \$us5,6 bbl, mientras que el precio fue de \$us31 bbl²².

La pregunta es, ¿cómo se generan las condiciones para obtener ganancias extraordinarias? La competencia por mercados lleva a los productores de mercancías a perfeccionar permanentemente los medios de producción para hacerlos más eficientes —mayor producto en menor tiempo—, esto se logra mediante la acumulación de grandes masas de capital, proceso que se conoce como concentración. Por otra parte los incrementos de productividad no son homogéneos, precisamente la individualidad de las mejoras productivas conduce a los capitales individuales a sacar mayor provecho en los mercados, la competencia anula capitales improductivos y los fusiona a los más productivos, con lo que se produce la centralización. La concentración y la centralización, cadencias del ciclo productivo capitalista, han llevado al sistema económico a la transnacionalización del mundo dominado por empresas monopólicas de alta concentración de capital²³.

El monopolio de la industria petrolera se forma luego de terminada la Primera Guerra Mundial, cuando empresas petroleras estadounidenses de Rockefeller e inglesas, firmaron un convenio secreto en Acnacarry-Escocia,

²² *El dato de los costos de petróleo (publicado periódicamente por la revista Global Upstream Performance Review) fue ampliamente difundido en ese momento.*

²³ *Este fenómeno no es nuevo, no viene con la llamada globalización de principios de 1970, Lenin define cuatro rasgos para esta época que se inicia en 1900: 1) concentración y centralización monopólica; 2) fusión del capital productivo con el bancario, dando lugar al capital financiero; 3) libre movilidad de mercancías, máquinas y fuerza de trabajo; 4) reparto del mundo (recursos naturales y mercados) por el monopolio.*

en 1928, para formar un cártel petrolero en beneficio mutuo, que dejaba delimitado el reparto del mercado y las regiones de poder de cada uno de los integrantes del cártel, con el objetivo de controlar los precios y garantizar altas ganancias.

Este cártel estaba constituido por siete compañías conocidas como las “Siete Hermanas”, la Esso (Standard Oil de New Jersey), Mobil (Standard de New York), Gulf Oil, Texaco, Chevron (Standard de California), y las dos compañías inglesas Royal Dutch Shell y la Anglo Iranian Oil Co., (más tarde la British Petroleum, o BP). Hoy día las famosas “Siete Hermanas” se han convertido en tres, BP-Amoco, Exxon Mobil y Royal Dutch/Shell Group, en la clasificación de las 10 empresas más grandes del mundo en 2004, ocupan el segundo, tercero y cuarto lugar, respectivamente. La española Repsol YPF que domina en la región sudamericana es, en realidad, de capitales ingleses y estadounidenses, ocupa el lugar 97²⁴.

Al ser los precios —en el mercado— la expresión de la magnitud de trabajo empleada en el proceso de producción y dado que el empleo de trabajo está sujeto a relaciones económicas entre el capital y el trabajo, se puede decir que en el movimiento de los precios del petróleo se concentran las relaciones económicas entre los grandes consorcios transnacionales, resguardados en el sistema financiero con el resto de la economía y, de forma particular, con las poblaciones de los países donde se encuentran estos recursos.

A continuación se verá la evolución de los precios desde la formación del cártel para explicar las tendencias

²⁴ *Revista Fortune Global, 2005.*

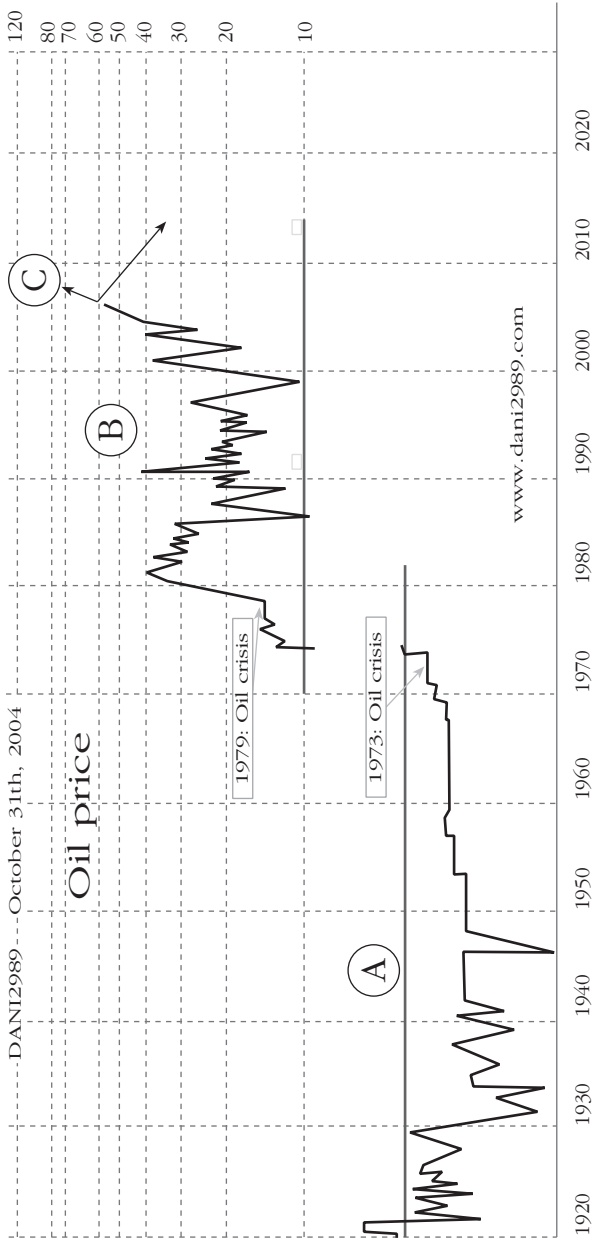
de los precios en el período histórico (Gráfico 1). Se distinguen tres tendencias: el período A, desde la década de 1920, hasta la de 1970, cuando los precios del barril de petróleo se mantuvieron en un rango de \$us5. El período B, de relativa estabilidad, entre 1980 y 2003, que se dio luego de un salto intempestivo de los precios por encima de los \$us10, entre 1973 y 1979. Y, finalmente, el período C, que plantea la posibilidad a futuro, de alzas pronunciadas de precios (similares a los del período crítico entre A y B), o de retorno a la estabilidad del período B.

El período A se caracteriza porque el sistema de concesiones, en manos de las siete hermanas, cubría prácticamente la totalidad del territorio de las regiones productoras y usurpaba el derecho del Estado a la soberanía sobre sus recursos naturales. “El sistema de concesiones implicaba el derecho exclusivo del concesionario para la exploración, la extracción y la exportación del petróleo, de modo que ningún otro inversionista pudiera hacerle la competencia en la zona que le había sido concedida”²⁵, (Chalabi, 1984: 18).

Hasta 1974 el cártel petrolero instauró, de forma artificial, precios basados en un sistema de precios cotizados o precios después de impuestos, que reducía al mínimo el precio en el punto de entrega o de exportación a los países consumidores e inflaba los costos de producción y de transporte al punto de destino. Como el monopolio estaba integrado, de manera vertical, el precio de referencia utilizado en estos puntos de entrega, no se plasmaba en una venta efectiva a otra empresa, lo que ocurría era

²⁵ F.j. al. Chalabi, 1984. La OPEP y el precio internacional del petróleo. Editorial siglo XXI.

Gráfico 3
Evolución de precios del petróleo, 1920-2004



Fuente: <http://www.dani2989.com/matiere1/preciopetroleo.htm>

un manejo contable que disminuía las ganancias en este punto, para luego recuperarlas en las demás fases del proceso, como el transporte, la refinación y las ventas efectivas a los países industrializados que no eran miembros del cártel²⁶. Como se verá, esta forma de fijación no ha cambiado, las reformas implementadas al sector en Bolivia ilustran la artificialidad en la fijación del precio, así como las compras de gas natural intraempresa que hace Repsol entre Bolivia y Argentina.

Esta influencia del monopolio petrolero les garantizaba grandes ganancias a sus miembros, si ellos obtenían cinco dólares por el precio de venta en los mercados de consumo, dejaban menos de un dólar de ingresos netos por cada barril exportado desde el Golfo. En 1959 y 1960 las empresas efectuaron reducciones unilaterales de los precios de petróleo que —en promedio— fueron de \$us0,27 por barril, situación que generó la reacción de los países productores que derivó en la creación de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP)²⁷.

²⁶ *Las empresas idearon las más diversas formas del sistema de precios cotizados para favorecerse con grandes ganancias. Antes de la Segunda Guerra Mundial y cuando Estados Unidos era exportador de petróleo, se instauró el sistema de punto de base única fijando como referencia el Golfo de México como punto de negociación de las ventas a Europa, por lo que el costo de transporte del petróleo del Medio Oriente era inflado artificialmente.*

²⁷ *Entre el 10 y el 14 de septiembre de 1960 se llevó a cabo una conferencia en Bagdad con la concurrencia de Venezuela, Irak, Irán, Arabia Saudita y Kuwait, que dio lugar al nacimiento de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Las políticas de la organización han estado orientadas a defender los precios petroleros y a mantener el poder adquisitivo de los ingresos petroleros de los países miembros. En la actualidad, los mayores esfuerzos de la organización están dirigidos a alcanzar y mantener un mercado petrolero estable, contrariamente a lo que se hacía en el pasado, cuando el énfasis se daba a la fijación o administración de los precios petroleros (en artículo: Políticas de la OPEP http://www.pdvs.com/index.php?tpl=interface.sp/design/readmenu.tpl.html&newsid_obj_id=462&newsid_temas=49).*

El salto en los precios en 1973 marca el momento de mayor presión de los países productores sobre el monopolio transnacional y como se verá a continuación tiene que ver con la disputa por las ganancias extraordinarias entre las empresas del monopolio y los países productores dueños de los recursos que reivindican para sí parte de la plusganancia como renta por la propiedad del suelo donde se encuentran los recursos.

Entre 1974 y 1985 la OPEP toma el control de precios basado en el sistema de fijación de precios que indexa el precio del barril de petróleo a una canasta de monedas, de tal forma que el valor adquisitivo que el petróleo tenga debe ser igual a un precio de referencia fijado en 1971, en el denominado *Acuerdo de Teherán*. Esta forma de fijación de precios fue contrarrestada por los países industrializados, con la baja de la tasa de interés, la devaluación de las monedas y la introducción de transacciones a futuro en la bolsa de NYMEX²⁸, esto generó una inflación mundial que pasó la factura de los aumentos del precio del petróleo a los propios productores y otras economías periféricas.

Desde 1985 Arabia Saudita renuncia a la estructura de precios de la OPEP y la organización abraza la política de participación de mercado —iniciándose la guerra de precios—. Después de un breve período (un año), la OPEP retoma la gerencia del mercado (a partir de 1987), actuando únicamente como reguladora de producción. Desde 1987 hasta el año 2000 la OPEP sólo se interesa en el

²⁸ *New York Mercantile Exchange (NYMEX) es el principal mercado de acciones para transacciones de productos básicos.*

cumplimiento de las cuotas, las cuales muy pocos países respetaban, obligándola a buscar nuevas estrategias.

Desde marzo de 2000 los esfuerzos estuvieron orientados a lograr estos objetivos a través de un programa regulatorio de producción que limita la oferta OPEP —y de algunos países no OPEP que colaboran con el sistema— dentro de niveles que apoyan una banda de precios considerada como conveniente para productores y consumidores (22-28 \$us/barril)²⁹.

En la actualidad, cuando el precio del crudo está por encima de los \$us50 el barril, las causas de las tendencias alcistas escapan a la influencia de la OPEP, pues existen países no OPEP que cubren cerca al 60% de la producción mundial, además, por la especulación bursátil que genera la introducción de compras y ventas a futuro y, finalmente, por las reglamentaciones ambientales emergentes del tratado de Kyoto.

Sin duda, la causa fundamental son los bajos niveles de inventarios, no porque las inversiones fueran insuficientes, que —en efecto— lo fueron después de la crisis asiática en 1997, sino porque se está llegando al límite en los descubrimientos y, por lo tanto, se necesita mayor inversión en tecnología que facilite los descubrimientos o haga factible la utilización de reservas de menor calidad como los bituminosos de América del norte o la exploración aguas adentro.

La disminución del ratio reservas / consumo es preocupante: “Si la extracción continúa al mismo ritmo que

²⁹ *Las restricciones de oferta que hace la OPEP para controlar los precios, en última instancia, benefician al monopolio petrolero, que, como se vio, hoy está más concentrado que desde sus inicios, y detenta el poder económico mundial.*

en el 2002, salvo que se encontrasen nuevos yacimientos, las reservas mundiales durarían aproximadamente 42 años. Se calcula que quedan unas 143.000 millones de toneladas (entre 0,97 a 1,3 billones de barriles de petróleo).

Sin embargo, el límite de las reservas podría estar más cercano aún si se tienen en cuenta modelos de previsión con un consumo creciente como ha venido siendo norma a lo largo de todo el siglo XX. Los nuevos descubrimientos de yacimientos se han reducido drásticamente en las últimas décadas, haciendo insostenible —por mucho tiempo más— los elevados niveles de extracción actuales, por no hablar de los que se deberían alcanzar para abastecer con éxito a los sedientos consumidores asiáticos. Por otra parte, la mayoría de las principales reservas mundiales han entrado en declive y sólo las de Oriente Medio mantienen un crecimiento sostenido aunque cada vez más menguante. Se espera que incluso esos yacimientos entren en declive hacia el 2010, lo que provocaría que toda la producción mundial disminuya irremediablemente conduciendo a la mayor crisis energética que nunca haya sufrido el mundo industrializado.

Según la Teoría del Pico de Hubbert, actualizada con datos recientes por la asociación para el estudio del pico del petróleo (ASPO), el inicio de dicho declive debería empezar el año 2007³⁰.

La escasez de petróleo para las necesidades de consumo mundial, hacen prever un escenario de precios del petróleo en alza en la perspectiva. Este escenario es

³⁰ *Enciclopedia Libre Wilkipendia*, 29 de septiembre de 2005. Artículo *Petróleo*. Consulta por Internet 28 de septiembre de 2005: <http://es.wikipedia.org/wiki/Petr%C3%B3leo>.

dominado por el monopolio petrolero, y hasta cierto punto manipulado, no sólo controlan la producción de petróleo, además controlan las otras fuentes de energía como el gas natural, o la energía nuclear, por lo que es posible garantizar grandes inversiones a costa de precios altos.

En contraste, los avances que se dieron en los países de la OPEP³¹, por obtener parte de las ganancias monopólicas, han sido contrarrestadas con creces por el monopolio, retirando los excedentes que generó la disputa, mediante la financiarización de la economía, que condiciona a los países al sistema financiero internacional. A esto se acompaña un entramado de relaciones jurídicas y políticas, matizadas con una ideología que encuadre el dominio de las relaciones monopólicas con los principios de la libre competencia.

Dentro de la armonización de las políticas a las que ha llevado este control financiero, Bolivia es un ejemplo más, como se verá a continuación.

Principios de libre mercado en la determinación de los precios

Aunque las causas de la crisis de deuda que se produjo a principios de la década de 1980 pueden ser múltiples y de carácter interno y externo, la inflación mundial que generó el alza de precios del petróleo, puede considerarse como el factor externo que desencadenó el condicionamiento de los deudores al sistema financiero internacional.

³¹ *Hoy día los países de la OPEP continúan siendo exportadores netos de materias primas, sin haber profundizado en el desarrollo industrial, al punto de depender de los países industrializados.*

Se puede afirmar que el ciclo de inflación de materias primas, de principios de la década de 1970 en los países consumidores, fue cerrado con la inflación de los países deudores en la década de 1980, lo que restituye el ciclo anterior a las nacionalizaciones petroleras.

Los países exportadores de petróleo del Medio Oriente depositaban sus enormes incrementos de ingresos en los bancos internacionales que operaban en Europa. A su vez, estos bancos prestaban este nuevo flujo de depósitos a bajos intereses a los países productores de materias primas. Ya cuando los recursos fueron canalizados, la tasa de interés internacional entre 1979 y 1982 prácticamente se duplicó —en relación con los cuatro años anteriores— a 14%, provocándose con ello, la insostenibilidad del pago de la deuda externa para los países endeudados, lo que les obligó a quebrar frente al sistema financiero internacional, con lo que se cierra el ciclo.

Las nuevas condiciones de equilibrio se plantearon a partir de resguardar la seguridad financiera de la banca, los bancos comerciales encomendaron a los organismos financieros internacionales como el FMI y el Banco Mundial, para dar un alivio de corto plazo a la deuda, permitiendo que el país deudor y los bancos renegocien —en el largo plazo— la estructura de la deuda, los países deudores también recibirían apoyo financiero del Fondo Monetario Internacional y del Banco Mundial. A cambio, por este mayor financiamiento, los gobiernos se comprometían a aplicar reformas estructurales de largo plazo bajo el ojo vigilante de ambas instituciones financieras internacionales.

Este condicionamiento a aplicar reformas ha significado para los Estados deudores perder la potestad de determinar su política económica y, como consecuencia

de ello, la pérdida gradual de soberanía, que torna al Estado incapaz de encarar cualquier objetivo de desarrollo, en respuesta a las demandas de la población. Esto significa el sometimiento a la lógica de la acumulación.

Las medidas de ajuste adoptadas entran en dos grandes categorías, la reforma del sector público y la liberalización de los mercados.

Con la reforma del sector público se elimina al Estado de la actividad económica. Así, por el lado del ingreso, se reducen las fuentes de financiamiento provenientes de empresas estatales, dejando a los impuestos como la única fuente directa de ellos. Más todavía, los ingresos por créditos externos se condicionan a la realización y mantenimiento de las reformas, las donaciones a la voluntad del donante y también condicionadas. Asimismo, se realizan reformas al sistema tributario para aliviar el peso contributivo de las empresas y transferirlo a los consumidores³².

Por el lado del gasto se ejerce un control riguroso, de manera que el país deudor pueda cumplir con el pago de la deuda y con los gastos de funcionamiento del aparato estatal³³; prioritariamente a los gastos de inversión social y de infraestructura. Bajos ingresos y gastos orientados al pago de deuda son la fórmula para estrangular la capacidad económica de los Estados deudores y mantenerlos condicionados a las políticas de los organismos multilaterales.

Algo más, la liberalización pretende la libre movilidad de los factores, no sólo de mercancías, fundamentalmente

³² *La receta es tener una base ancha de contribuyentes con una tasa moderada de impuestos.*

³³ *Los gastos del aparato estatal son un mal necesario, pues la aplicación de la política necesita de operadores locales.*

del trabajo, trasladando la producción donde la fuerza de trabajo es más ventajosa en precio y calidad. La operabilidad de la liberalización condiciona las variables de crecimiento y empleo a los movimientos de la tasa de interés internacional y el tipo de cambio del dólar, es decir se trata del sometimiento a la política monetaria de la Reserva Federal de los Estados Unidos.

Es de particular importancia la liberalización del mercado cuando se trata del petróleo, pues las empresas transnacionales del cártel obligan a los países productores a pagar precios internacionales a sus consumidores. Las leyes de Hidrocarburos 1689 y 3058, son las que reglamentan esa política de precios internacionales para la economía boliviana.

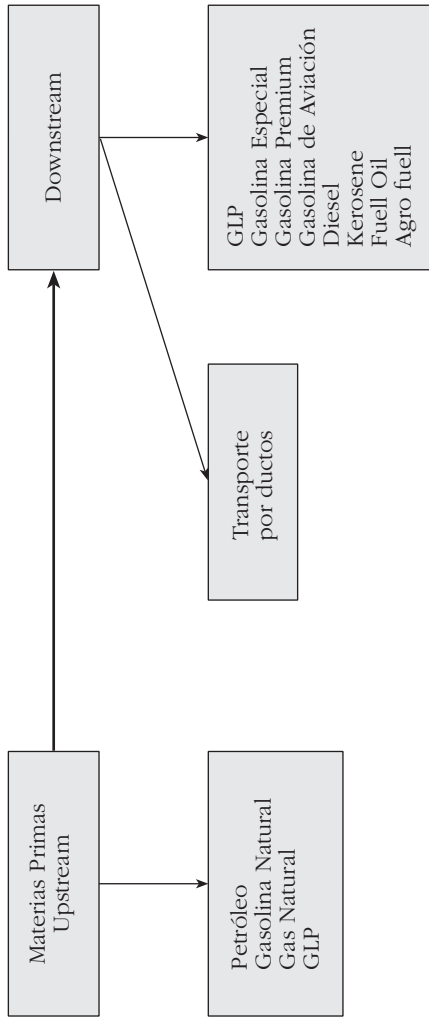
Dos niveles en la determinación de precios

Existen dos niveles en la fijación de los precios de los hidrocarburos. El primero corresponde a las actividades del *Upstream*, y el segundo a la fijación de precios de las actividades del *Downstream* (ver Gráfico 6).

Precios de productos del Upstream

El precio de los productos del *Upstream* (petróleo, gas natural y gas licuado de petróleo), se fija en el momento en que se fiscaliza la producción para el cobro de regalías e impuestos a la producción, por esto inciden en la proporción y magnitud de estos ingresos. Esta atribución del Estado se empieza a normar en la Ley 1689 a partir del artículo 50 en la Sección de Patentes y Regalías, en la actual Ley 3058 se ubica en la Sección de Régimen Tributario, artículo 56.

Gráfico 4
Productos de las actividades de Hidrocarburos



Fuente: Elaboración CEDLA con base en datos de la Superintendencia de Hidrocarburos.

Cuadro 11 Normas que definen el pago de la renta de hidrocarburos

Art. 50 Ley 1689	Artículo 56 Ley 3058
<p>“La participación de YPFB y las regalías correspondientes, a que se refiere el inciso e) del artículo 18 de esta Ley, serán como siguen:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Una participación departamental, denominada regalía, equivalente al 11% de la producción bruta de los hidrocarburos en boca de pozo, pagadera en beneficio del departamento donde se origina la producción. 2. Una regalía nacional compensatoria del 1% de la producción bruta de los hidrocarburos en boca de pozo, pagadera a los departamentos de Beni y Pando, de conformidad a lo dispuesto en la Ley 981 de 7 de marzo de 1988. 3. Una participación a favor de YPFB del 6% de la producción bruta de los hidrocarburos en boca de pozo, que será transferida al Tesoro General de la Nación, luego de deducir el monto necesario para cubrir el presupuesto aprobado de YPFB para la administración de los contratos. 	<p>“Las regalías departamentales, participaciones y el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) se pagarán en especie o en Dólares de los Estados Unidos de América de acuerdo a los siguientes criterios de valoración:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) Los precios de petróleo en Punto de Fiscalización: <ol style="list-style-type: none"> 1. Para la venta en el mercado interno, el precio se basará en los precios reales de venta del mercado interno. 2. Para la exportación, el precio real de exportación ajustable por calidad o el precio del WTI, que se publica en el boletín <i>Platts Oilgram Price Report</i>, el que sea mayor.

(Continúa en la siguiente página)

Cuadro 11 *(Continuación)*
Normas que definen el pago de la renta de hidrocarburos

Art. 50 Ley 1689	Artículo 56 Ley 3058
<p>Los departamentos productores y los departamentos de Beni y Pando recibirán las regalías departamentales y las regalías nacionales compensatorias, respectivamente, en dólares de los Estados Unidos de América o su equivalente en moneda nacional de acuerdo a los siguientes criterios de valoración:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Los precios de petróleo en boca de pozo: <ol style="list-style-type: none"> i. Para la venta al mercado interno se basarán en los precios de referencia de una canasta de petróleo del mercado internacional, de calidad y características similares al boliviano, ajustable por calidad, y ii. Para la exportación, el precio real de exportación ajustable por calidad. 2. El precio del gas natural será el precio promedio ponderado de exportación en las fronteras y las ventas en el mercado interno, ajustado por calidad. 3. A la valoración de los productos referidos en los literales a) y b) precedentes, se deducirá únicamente el promedio ponderado de las tarifas transporte por los ductos bolivianos, que se mantendrán inalterables en 	<p>b) El precio del gas natural en Punto de Fiscalización será:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. El precio efectivamente pagado para las exportaciones. 2. El precio efectivamente pagado en el mercado interno. <p>Estos precios, para el mercado interno y externo, serán ajustados por calidad.</p> <p>c) Los precios del Gas Licuado de Petróleo (GLP) en el Punto de Fiscalización:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Para la venta en el mercado interno, el precio se basará en los precios reales de venta del mercado interno.

(Continúa en la siguiente página)

Cuadro 11 (Continuación)
Normas que definen el pago de la renta de hidrocarburos

Art. 50 Ley 1689	Artículo 56 Ley 3058
<p>los valores actuales hasta que la producción de hidrocarburos, en barriles equivalentes, se incremente en un 10% sobre la producción del año 1995, momento a partir del cual será la Superintendencia de Hidrocarburos del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE) la que regule las tarifas correspondientes.</p> <p>Para el efecto del cálculo de los pagos de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. La participación de YPFB conforme al inciso tres de este artículo, 2. La Regalía Nacional Complementaria, 3. La participación nacional conforme al inciso b) 1 del artículo 72, y la participación conforme al inciso a) 3 del artículo 77, el valor de los hidrocarburos en boca de pozo será el valor del transporte desde boca de pozo hasta el lugar de exportación o comercialización interna respectivamente.” 	<p>2. Para la exportación, el precio real de exportación.</p> <p>La presente Ley deja claramente establecido el término Punto de Fiscalización con el lugar donde se participa, se valoriza y se paga el 11% de la producción bruta de los hidrocarburos sujeta al pago de las regalías de los departamentos productores, razón por la que ningún consumo, compensación o costos, llámese de explotación, explotación, adecuación, transporte u otros, son deducibles de las regalías.”</p>

Fuente: *Gaceta Oficial.*

Al incorporar el régimen de regalías y patentes al régimen de impuestos, de manera implícita, se está reconociendo el sistema internacional de neutralidad impositiva, donde las empresas no pagan el mismo impuesto dos veces, lo que les permitiría a las empresas la acreditación del Impuesto a las Utilidades en las casas matrices. Entonces, esta nueva figura en la Ley 3058 en el caso más probable, podría llevar a que el pago del nuevo impuesto a la producción de hidrocarburos (IDH) sea deducido al momento de pago de utilidades, la Ley no prohíbe la acreditación del IDH, en cambio habla de incentivos al volumen y calidad de la producción en campos menores, por lo que no debería extrañar que mediante Decreto Reglamentario se devuelva parte del IDH a las empresas en forma de incentivo a los campos pequeños.

El otro caso, es que las regalías sean consideradas como un impuesto y, por lo tanto, puedan acreditar el pago del Impuesto a las Utilidades. Este paso de eliminación de regalías para recursos naturales se lo ha dado ya en el sector minero, con el Código de Minería 1777, donde los recursos que se entregan a los departamentos como regalías, no lo son desde el punto de vista de la fuente donde provienen, pues éstos son obtenidos por un adelanto mensual al pago de utilidades, denominado Impuesto Complementario a la Minería.

Petróleo

Al analizar la fijación de precios del petróleo para el consumo interno y para el mercado de exportación, se puede observar que en el artículo 50 de la Ley 1689, la fijación de precios del barril de petróleo para el consumo

interno con base en precios internacionales de referencia, se calcula sobre la base de una canasta de cuatro petróleos publicados diariamente en el *Platt's Oilgram Price Report*. Estos crudos son el West Texas Intermediate (WTI) de 44° API, el Minas de 34° API, el Saharan Blend de 44° API, y el Bonny Light de 37° API.

La industria petrolera clasifica el crudo según su lugar de origen, (por ejemplo el WTI es proveniente de Texas) y también relacionándolo con su densidad o su viscosidad (ligero, medio o pesado); así también el crudo es dulce o amargo, según la proporción de azufre que posea.

Los grados API que poseen los crudos, marcan la densidad expresada en una escala normalizada por el American Petroleum Institute (API), los crudos que contienen una densidad por debajo de los 10° API son considerados extra pesados, entre 10,1 a 22,3° API son los pesados, el mediano se ubica entre los 22,4 a 33,1° API, el ligero tiene entre 31,2 a 39° API, y el superligero presenta valores arriba de los 39° API.

El valor de un crudo en el mercado internacional, está tasado por los grados API que posea, los que presentan cifras superiores a 39 son los que tienen un mayor precio, en tanto que aquellos que se sitúan entre los 10 a 22, corresponde a los de menor costo.

Los crudos utilizados para fijar los precios internacionales del petróleo son básicamente tres. El Brent Blend, compuesto por quince crudos procedentes de campos de extracción en los sistemas Brent y Ninian de los campos del Mar del Norte, este crudo marca los precios en Europa, África y Medio Oriente. Para el mercado de Estados Unidos y Latinoamérica, se utiliza —como referencia—

los crudos de Texas el WTI y el West Texas Sour. Para los mercados asiáticos se utiliza el Dubai de Medio Oriente.

Cuadro 12

Crudos utilizados para fijar precios internacionales

Parámetro	WTI	WTS	Brent	Dubai
Grados API	38,0 – 40,0	36,0	38,5	31,2
Azufre, por ciento en peso	0,30	1,60	0,40	2,01
kUOP	11,90	11,96	12,20	11,90

Fuente: Nicolás Rodríguez, 2005. *Presentación: Características de los combustibles y su comportamiento en la altura. Cuzco, Perú.*

Estos crudos que se utilizan para medir internacionalmente los precios, son de producción muy escasa y de comercio limitado. En relación con los crudos más pesados de la cesta de la OPEP³⁴, que son los de mayor producción, los precios de WTI y Brent son más altos. Tomando en cuenta que los precios del petróleo para el consumo interno están con base en el WTI, los que se favorecen con esta medida son las empresas estadounidenses de producción de crudo que venden a los precios de Texas en cualquier parte del mundo.

La nueva Ley de Hidrocarburos ratifica este criterio monopolístico de fijación de los precios del petróleo para el mercado interno o el precio de venta para las refinerías, haciéndola más benévola con los interesados en que se fije de acuerdo al WTI, en razón de que elimina la

³⁴ *La Cesta OPEP está formada por: Arabia Ligero de Arabia Saudita, Bonny Ligero de Nigeria, Fateh de Dubai, Istmo de México (no-OPEP), Minas de Indonesia, Sabaran Blend de Argelia, Tía Juana Ligero de Venezuela.*

canasta anterior de cuatro productos, y fija los precios unilateralmente con los del WTI³⁵.

El artículo 56 de la Ley 3058 no determina —de manera directa— la fijación del precio para el mercado interno ligado al precio de referencia internacional, pues el artículo mencionado habla de los precios reales a los que se vendió el petróleo, sin embargo, en el artículo 89 (que trata nuevamente el tema de los precios del petróleo para el mercado interno, pero como precio del insumo para las actividades del *downstream*), establece que los precios del petróleo crudo se fijarán tomando como referencia la paridad de exportación del producto de referencia (los precios de exportación); en última instancia, no pueden ser menores al precio internacional de referencia WTI.

Esta doble fijación de precios en el mercado interno, podría dar lugar a ciertas manipulaciones contables en las empresas. Sí la empresa productora es la misma que la que compra, se pueden declarar precios bajos para efectos del pago de regalías y convertirlos a paridad internacional para calcular los precios de los derivados. De manera lógica, si se da una venta efectiva, ninguna empresa aceptará precios menores a los máximos permitidos en la Ley. Con esto se ratifica la política de precios internacionales de petróleo para el consumo en el mercado interno.

El artículo 50 de la Ley 1689 define que los precios de crudo para exportación serán los efectivamente

³⁵ “Cuando el precio de venta de exportación sea inferior al precio WTI, se aplicará este último para la valoración, a este efecto se utilizará como referencia el precio promedio mensual del WTI para el mes de exportación, bajo la denominación de ‘spot average’, publicado por el Platt’s Oilgram Price Report” (Artículo 8 del Decreto Supremo 28222, reglamenta la liquidación de regalías por la producción de Hidrocarburos).

pactados entre empresas, el Decreto Reglamentario 24577, establece un máximo de un mes para vender la producción a precios reales, luego del vencimiento del plazo las ventas deberán hacerse a precios internacionales. En todo caso, las empresas estaban permitidas de vender al exterior a menores precios que en el mercado interno, siempre y cuando dichas ventas hayan sido debidamente justificadas.

Con la nueva Ley se elimina la posibilidad de que los precios reales puedan ser menores al precio internacional de referencia WTI. Con ello también se elimina la posibilidad que el método de cálculo de precios de exportación con base en los precios efectivos, lleve a las empresas productoras integradas con la refinación a vender a precios por debajo de los internacionales para pagar menor cantidad de regalías.

Sin embargo, lo verdaderamente relevante de la fijación de precios de petróleo sobre la base de los precios del mercado estadounidense, es que se profundiza la presión de dicho mercado sobre la economía boliviana. Por ejemplo, el desarrollo de la economía de base ancha (soportada por pequeños productores de baja productividad) debe competir en los mercados de exportación y en su interior, con precios internacionales de petróleo.

Gas natural

El gas natural es otra fuente de energía de los hidrocarburos, viene asociado a la extracción de petróleo y es su principal sustituto como fuente de energía primaria. Desde la década de 1970, en respuesta a la crisis del petróleo, su utilización ha experimentado un gran avance, según la Agencia Internacional de Energía, en 1997

representaba el 22% de la energía utilizada en el mundo —41% petróleo, 26% carbón y 11% otros—. Se estima que para el año 2020 será la segunda fuente de energía con 26%, reemplazando en 1% al petróleo, 2% al carbón y 1% a otros combustibles.

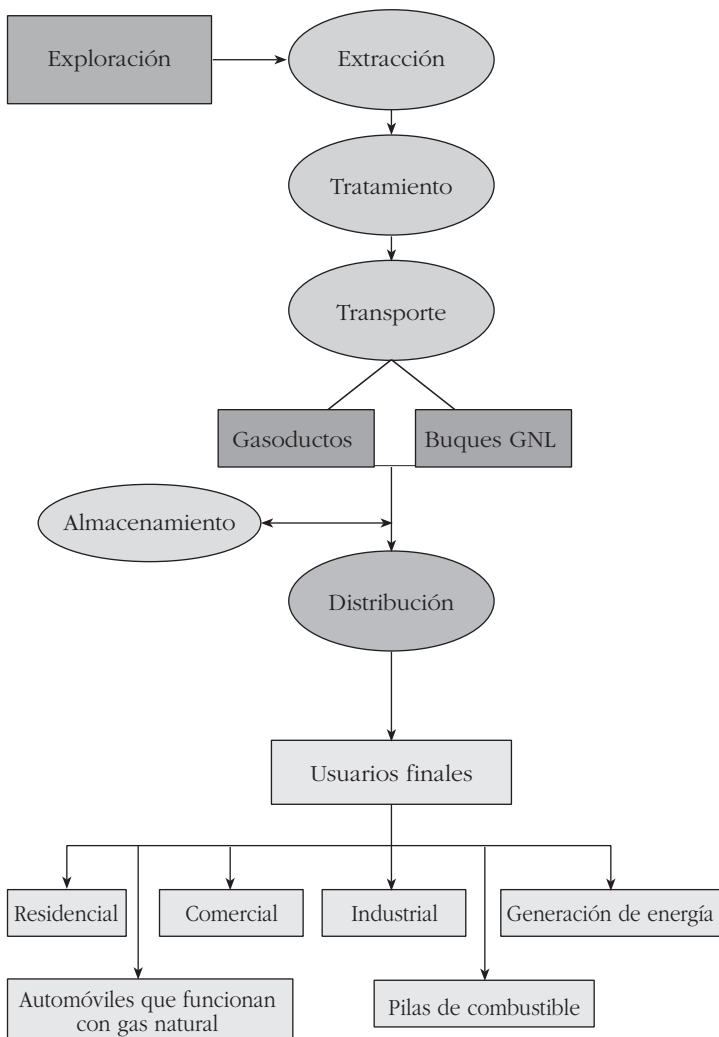
El gas natural es versátil, pues puede utilizarse en diversos ámbitos en la industria, como la producción de calefacción y refrigeración. Asimismo, el protocolo de Kyoto recomienda su utilización en el transporte considerándolo como combustible limpio, pues los efectos de gas invernadero sobre la capa de ozono son mínimos. Sin duda, su uso alternativo más importante está concentrado en la generación de energía eléctrica, considerada la tecnología más eficiente de los hidrocarburos, debido a las mejoras técnicas realizadas en el área de las turbinas de ciclo combinado³⁶.

“La industria del gas natural es un vasto sector, concentrado e intensivo en capital. Debido al estrecho lazo que existe entre la exploración y la producción del gas natural, las compañías petroleras son igualmente las principales empresas implicadas en el sector del gas natural. Sin embargo, el transporte y la distribución del gas se asemejan más al sector del transporte y distribución de electricidad”³⁷.

³⁶ *Las centrales termoeléctricas denominadas de ciclo combinado, son un tipo de central que utiliza gas natural como combustible para producir el vapor que mueve una turbina de vapor. A continuación, aprovechando de la energía de los gases de escape de la combustión se mueve una turbina de gas. Cada una de estas turbinas está acoplada a su correspondiente alternador para generar la electricidad como en una central termoeléctrica clásica. Con este procedimiento se consiguen rendimientos productivos del orden del 55%, muy superior al de las plantas termoeléctricas convencionales (http://es.wikipedia.org/wiki/Central_termoel%C3%A9critica).*

³⁷ <http://r0.unctad.org/infocomm/espagnol/gas/plane.htm> - 30k

Gráfico 5
Cadena de actividades del gas natural



Fuente: *Secretariado de la UNCTAD.*

Debido a la complementariedad de la producción con el petróleo, la distribución geográfica de las reservas de gas natural es similar a la del petróleo. Las reservas se hallan concentradas en Medio Oriente (40%) y la ex Unión Soviética (27%). En relación con la distribución de su consumo mundial, las tendencias a la concentración y la centralización de la acumulación monopólica de capital, replican la estructura de consumo predominante en los países industrializados. Así, Estados Unidos y Canadá, en 2004, consumieron el 31% de la producción mundial, seguidos de los países de la ex Unión Soviética con el 23%, la Unión Europea 18%, Asia Pacífico 13%, Medio Oriente 9%, Latinoamérica 4% y África 2%.

Los intercambios entre países productores e industrializados aun no están muy desarrollados, debido al alto costo de transporte por alta mar³⁸. Según el *World LNG Source Book 2001*, la infraestructura mundial de Gas Natural Licuado (GNL)³⁹, comprende doce países productores y treinta y ocho terminales de recepción en los países industrializados (veintitrés en Japón, tres en España, tres en Estados Unidos, dos en Francia, dos en Corea,

³⁸ Según Cedigaz, solamente el 26,3% de la producción comercializada fue objeto de intercambios internacionales. El comercio por buques de Gas Natural Licuado (GNL) representó el 21% del comercio internacional de gas.

³⁹ Si el gas natural se enfría a una temperatura de 161°C, se condensa bajo la forma de un líquido llamado gas natural licuado (GNL), un volumen de este líquido ocupa casi 600 veces menos espacio que el gas natural a condiciones normales (11° C) y es dos veces menos pesado que el agua (45% aproximadamente). El proceso de licuado permite retirar el oxígeno, el dióxido de carbono, los componentes de azufre y el agua. Los elementos principales de este proceso son una planta de licuado, barcos de transporte de baja temperatura y presurizados, y terminales de regasificación.

y con una terminal cada uno: Bélgica, Grecia, Italia, Taiwán, Turquía).

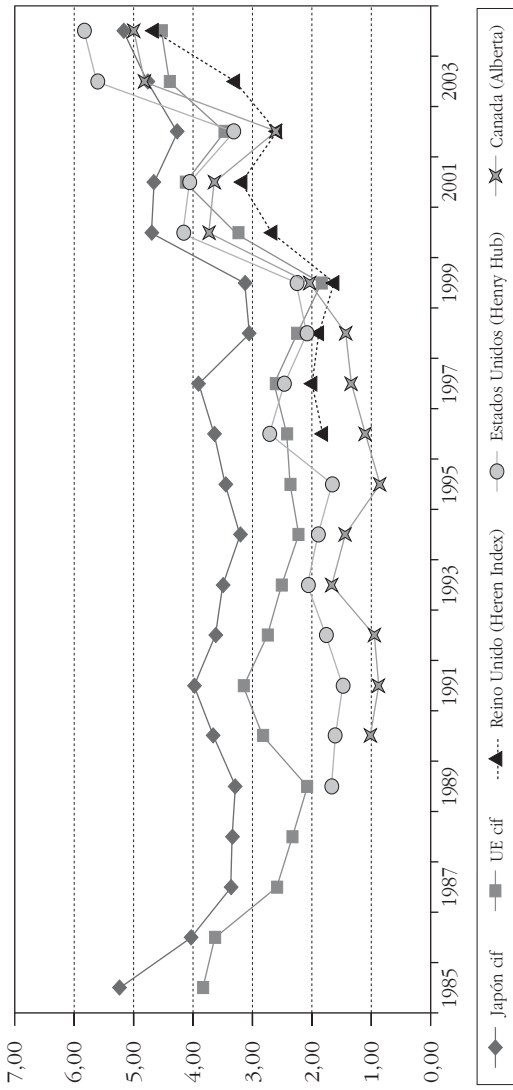
La industria del gas se empezó a liberalizar en todo el mundo a finales de la década del setenta del Siglo XX, cuando se privatizaron las empresas del Estado que monopolizaban el sector⁴⁰. Eufemísticamente se denominó a este proceso como *liberalización de los mercados*, para traspasar empresas ya maduras al monopolio petrolero e imponer precios de monopolio con altas ganancias.

El Gráfico 6 de los precios del gas natural en las diferentes regiones del mundo, muestra una tendencia muy marcada al alza en todos los mercados desde 1999, sin embargo, en el mercado norteamericano —Estados Unidos y Canadá—, que es el más importante, la elevación de precios empieza desde 1995.

La explicación para la elevación de los precios del gas natural, está asociada a dos hechos. En primer lugar, una baja de costos como resultados de la privatización de las empresas estatales, motivó a las nuevas empresas a una ofensiva competitiva por acaparar insumos y mercados, esto generó un *boom* de inversiones que

⁴⁰ “El proceso de liberalización del mercado comenzó en los años setenta, en Canadá y en Los Estados Unidos, siendo estos los países en los que el mercado está más abierto a la competencia. En Estados Unidos la industria del gas natural pasó por una fase de profunda mutación con el establecimiento del “Natural Gas Policy Act” en 1978. La industria pasó de un mercado, casi totalmente regulado a un mercado liberalizado. Fue también de gran importancia en este proceso, la Orden 636 de 1992 de la “Federal Energy Regulatory Commission”, donde se exigía que las empresas de gasoductos separasen sus servicios de transporte, de venta y de almacenamiento. Actualmente, el mercado europeo está marcado por cambios estructurales importantes que son el resultado del proceso de liberalización. Los principales países productores son los Países Bajos, Noruega y el Reino Unido”. (UNCTAD).

Gráfico 6
Precios internacionales del gas natural 1985-2004
 (\$us/millón Btu)



Fuente: Secretariado de la UNCTAD según los datos de BP Amoco, *Statistical Review of World Energy 2005*.
Nota: El precio CAF Japón es el precio del GNL.

abarató los costos⁴¹, y generó entre 1985 y 1988 una caída de precios, para mantenerse estables hasta 1999. Una segunda causa ajena al comportamiento interno de la industria, como ya se vio, tiene que ver con el hecho de que la producción y uso del gas natural están relacionados con la producción y uso del petróleo, por lo que sus precios están altamente correlacionados a la evolución de los del petróleo.

Por lo tanto, un escenario de precios del petróleo en alza, debido a los factores mencionados en el acápite correspondiente, plantea un escenario de precios altos para el gas natural en los próximos años. Por ejemplo, si se considera el precio del petróleo de WTI en \$us61,74 el barril y el precio del gas natural Henry Hub en \$us13,75 el millón de BTU, tal como cerró la bolsa de Nueva York el 30 de septiembre de 2005, el precio del barril equivalente de gas natural fue de \$us75 el barril.

Estos resultados implican, por la aplicación de nuevas tecnologías en el sector energético, una tendencia a la fijación de los precios de los energéticos en función al

⁴¹ *“La estructura del mercado del gas natural está experimentando mutaciones importantes como consecuencia de la liberalización. La industria está atravesando una fase fundamental de reestructuración asociada a una apertura de los mercados mundiales a las grandes empresas del sector (empresas de multienergía), para las cuales el gas natural jugará un papel primordial.*

Existe una intensa competencia entre las compañías para penetrar los mercados y controlar los recursos de explotación. La industria vive al ritmo de las fusiones y adquisiciones, reestructuraciones y reagrupamientos de empresas, con la creación de empresas de multiservicios públicos y negocios de servicios. Igualmente, algunas empresas de gas natural presentan un nuevo enfoque de extensión internacional de sus participaciones y actividades y se produce la entrada de nuevos agentes a través de fronteras y de sectores. Este proceso ha conducido a una reducción de la integración vertical y a una creciente integración horizontal en el sector de la energía.” (<http://r0.unctad.org/infocomm/espagnol/gas/politicas.htm>).

poder calorífico que generan y no en cuanto al producto en cuestión de que se trate, como el petróleo, de fácil procesamiento. Éstos parecen ser los inicios de un cambio en la valoración de la energía, debido al agotamiento del petróleo, bajo un nuevo patrón: los BTU, además de otras razones de contexto regional, que se verán más adelante. Por lo tanto, el aumento de los precios del gas natural a la par de los precios del petróleo, vislumbra un escenario energético internacional donde las reservas de gas natural serán estratégicas para los próximos años.

Los precios del gas natural en boca de pozo a escala mundial tienen el mismo criterio de valoración que los precios internacionales del petróleo; sin embargo, no están muy concentrados en dos mercados, como el *WTI* y el *Brent*, su base referencial se halla diseminada en varios que disputan la hegemonía. Uno de ellos es el *Henry Hub* de la bolsa de futuros de Nueva York creado en 1992, que compite con otros mercados como el *Kansas City Board of Trade*, creado en 1995. En Europa se creó, en 1997, el *Internacional Petroleum Exchange*, el mercado virtual Intercontinental Exchange, donde intervienen empresas financieras líderes a escala mundial y grandes empresas energéticas y de recursos naturales. También está el *Natural Gas Exchange*, otro mercado norteamericano para los consumidores de Alberta-Canadá. Por la tendencia del monopolio a la concentración del capital, es de esperar que el precio del gas natural —en el futuro— se concentre en mercados determinados como Nueva York o Londres.

La estructura de precios, desde la producción hasta el consumidor final, está dividida en tres componentes: los

precios en boca de pozo, los precios del transporte y los precios de distribución. La proporción del precio del transporte en relación con el precio total, en los años recientes tiene una tendencia a nivelarse hacia la baja, porque la inversión de transporte es fija (una vez cada treinta y cinco años⁴²) y porque evolucionan continuamente las técnicas de transporte. Por ello, se puede considerarlos constantes, aunque no se descarta que en los próximos años, cuando los países industrializados intensifiquen sus compras por ultramar, los precios de transporte marítimo puedan ajustarse hacia arriba, considerando aquí que la tecnología para transportar GNL aún está en desarrollo.

En cambio la proporción de los precios de boca de pozo y los de distribución con respecto del precio total son oscilantes entre sí. Por lo tanto, si uno sube, lo hace, aproximadamente, en la misma proporción que el otro baja. Así, por ejemplo, en el año 2000 los precios en boca de pozo fueron del 34% y los precios de distribución del 47% del precio total, al año siguiente el precio en boca de pozo subió a 55% y el de distribución bajó a 30%, al año siguiente se dio la secuencia inversa, el precio en boca de pozo cayó a 37% mientras que el transporte sube a 49%; el año 2003, nuevamente, cambió la tendencia y los precios en boca de pozo subieron a 55% y del transporte bajaron a 36%⁴³. Estas fluctuaciones bruscas en estos componentes del precio más allá de las

⁴² *Ése es el tiempo de depreciación en Bolivia, según Resolución Administrativa N° 1154 de noviembre de 2004, de la Superintendencia de Hidrocarburos.*

⁴³ *Fuente: Secretariado de la UNCTAD según los datos de Energy Information Administration (consulta por Internet: "<http://r0.unctad.org/infocomm/espagnol/gas/precio.btm>").*

expectativas de consumo y producción normales en cualquier mercado, responden al proceso de liberalización, que introduce agentes vendedores de gas (*marketer's*), que mediante opciones de compra y venta a futuro manipulan especulativamente sobre estos dos componentes del precio.

Para el caso de la región latinoamericana (considerada todavía un mercado aislado debido, por un lado, a la inexistencia de transporte GNL a ultramar y, por el otro, a la existencia de muchos mercados no consolidados a escala internacional, que no logran expresarse aún en un precio único internacional, como en el caso del petróleo), los precios debieran tener una independencia internacional de los principales mercados como el *Henry Hub* y reflejar el precio de costo acorde a las características de la economía latinoamericana.

Por ahora se puede afirmar que existe independencia en la fijación de precios en la región, pues comparados los precios en boca de pozo *Henry Hub* del mercado de Nueva York —que en abril de 2005 fueron de \$us7,6 MM de BTU—, con los de los países productores de la región, como Argentina donde el precio fue de \$us1,1 MM de BTU y Bolivia de \$us1,9 MM de BTU, éstos son aún bajos.

Pero la situación podría cambiar rápidamente, si se toma en cuenta que las empresas de hidrocarburos que operan en los distintos mercados del mundo son únicamente tres y sus filiales, y presionan constantemente por la liberalización de los mercados. Bolivia ilustra esto, pues sufre, de forma constante, estas presiones en complicidad con el Gobierno. En los meses recientes, se tienen tres casos de presión al aumento de los precios:

el desabastecimiento general de diesel, de gas natural en el Altiplano y, últimamente, el de GLP.

En el último caso se hace ver la escasez como un factor no previsto de la demanda, como el aumento inesperado del número de vehículos automotores que utilizan GLP, el contrabando a países vecinos donde el precio es más cercano al internacional. Acompañan este boicot a la economía boliviana, las medidas asumidas por el Gobierno que sancionan —mediante decreto supremo— a los consumidores transportistas, argumentando inseguridad en el uso. Ante este cuadro, adopta medidas de control aduanero para frenar el contrabando al menudeo pidiendo, inclusive, la intervención del Ejército. Esto ha creado conflicto entre los propios consumidores domésticos que bloquean las calles de la ciudad de La Paz y, con esta acción, entorpecen al transporte.

Sin embargo, los datos son contundentes para rebatir la perorata del Gobierno, en sentido de que el consumo de GLP, apenas alcanza para el uso doméstico. En efecto, si se observan los datos de producción de GLP de plantas y de refinerías, la producción diaria total en el año 2005, fue alrededor del doble de lo que se consume diariamente en el mercado interno. Si se asume que la capacidad de almacenamiento es limitada y si no existe ninguna resolución por parte de la Superintendencia que autorice la exportación de GLP desde junio de 2004, se puede conjeturar que son las empresas las que están contrabandeando el producto.

El mercado de la región está dividido en países exportadores que no —necesariamente— consumen lo que necesitan (como Bolivia), y países importadores con

reservas limitadas o carentes de ellas. Los principales países exportadores —en orden de importancia por volumen de exportaciones y desarrollo de recursos— son: Bolivia, Argentina, Perú, Colombia, Brasil y Venezuela. Los principales importadores son Chile, Brasil, Argentina, Uruguay y Paraguay.

Aunque, con frecuencia, se habla y se plantean estrategias regionales de integración energética que releven “una mayor incorporación de empresas privadas pero manteniéndose una significativa participación de las empresas del Estado”⁴⁴, como el proyecto de conformación de Petroamérica planteado por el gobierno de Hugo Chávez en Venezuela, o el anhelado proyecto de convertir a Bolivia en centro energético del Cono Sur que prometían los otrora presidentes Banzer y Paz Zamora, exportando inclusive electricidad, la realidad es que la ausencia del dominio de la política energética en los países impide hacer planteamientos que contemplen aspiraciones que vayan más allá del control monopólico del mercado efectivo y potencial.

Físicamente, los mercados más importantes son los grandes centros industriales —Santiago, Buenos Aires y Sao Paulo— que en los años recientes experimentaron un cambio en su matriz energética orientándola al consumo de Gas Natural. Chile, un país sin reservas (importador neto), llevó el cambio de esa estructura energética, antes basada en el carbón, con la esperanza de que la liberalización de los mercados le garantizaría la compra

⁴⁴ Roberto Kozulj, 2004. *En Serie Recursos Naturales e Infraestructura N° 77: La industria del gas natural en América del Sur: situación y posibilidades de la integración de mercados. CEPAL, Santiago.*

de energía barata. Aunque se puede acusar a los movimientos sociales ocurridos en Bolivia, de no permitir la exportación oportuna, lo cierto es que la elevación de precios favoreció a las empresas que lograron en su principal mercado, Santiago, liberalizar el precio para el consumidor final, es decir, elevarlo a los niveles de mercados monopólicos más grandes: Nueva York y Londres⁴⁵.

Las reformas en los países están orientadas en la misma dirección, privatización y marco de regulación de libre mercado. Con ese propósito hicieron cambios en la legislación entreverando leyes, decretos y reglamentos sin respetar jerarquías y ámbitos jurídicos. En Argentina se hizo la reforma en 1992 mediante decretos y sin cambiar la ley del sector de 1967; en Brasil se modificó, primero la Constitución para reglamentar el ingreso de capital privado al sector; en Uruguay, un país importador, la política de reformas plantea una mayor participación privada; en Bolivia la reforma empieza en 1994 con la Ley de Capitalización y se consolida con la promulgación de la Ley de Hidrocarburos 1689 en 1996.

Ahora es preciso ver, de forma detenida, cuáles son las tendencias a la liberalización de los precios del gas natural en Bolivia.

De la misma forma que para el petróleo, el artículo 50 de la Ley 1689 define la forma de fijar los precios del gas natural para el mercado interno y externo (ver Cuadro 11). Al no existir un mercado de referencia constituido,

⁴⁵ *Se reunieron el presidente de Repsol, Alfonso Cortina, con el presidente chileno, Ricardo Lagos, donde el primero explicó el plan para convertir a Chile en el principal consumidor de gas de la región con gas boliviano (La Tercera, septiembre 2005).*

se fijan los precios como promedio de las anteriores ventas tanto al mercado interno como externo, liberalizándolos.

La Ley 3058 en su artículo 56, retrocede tímidamente en el principio liberalizador de fijar precios monopólicos internacionales del gas natural para el consumo interno, separando la valoración de uno y otro, lo que no impide que, al final, puedan ser los mismos.

El artículo 87⁴⁶ es contundente cuando establece que los precios del gas natural para el consumo interno no podrán ser mayores a la mitad de los precios de exportación, sin embargo el artículo 89 en su inciso d) contradice al anterior, pues establece que el gas natural se valorará, “considerando los precios de contratos existentes y de oportunidad de mercado”, donde la fijación de precios es una voluntad de privados y bajo libre competencia.

Según los expertos juristas⁴⁷, cuando existe confusión de interpretación en una norma general, son las normas específicas las que se encargan de aclararlas, con esto se

⁴⁶ “Artículo 87 (precio del gas natural). El precio de exportación del Gas Natural podrá enmarcarse en los precios de competencia gas líquido donde no exista consumo de gas y gas-gas en los mercados donde exista consumo de gas.

En ningún caso los precios del mercado interno para el gas natural podrán sobrepasar el 50 % del precio mínimo del contrato de exportación.

El precio del Gas Natural Rico de Exportación podrá estar compuesto por el Gas Natural Despojado y su contenido de licuables. El Gas Natural Despojado tendrá un contenido máximo de 1,5% molar de dióxido de carbono, 0,5% molar de nitrógeno y un poder calorífico superior en Base Seca máximo de mil (1.000) BTU. Para establecer las características del Gas Natural Despojado de Exportación, se aplicará al Gas Natural Rico de Exportación los rendimientos de separación de licuables de una planta de turbo-expansión” (Gaceta Oficial).

⁴⁷ *En la polémica que se dio en meses pasados cuando se discutía la ilegalidad de los contratos de riesgo compartido, el ex presidente de la Cámara de Diputados, Luis Vásquez, salió en defensa de las petroleras señalando que ésta es la forma moderna de elaboración de leyes.*

transgrede el principio piramidal constitucionalista del derecho burgués. Esta interpretación de las leyes ha permitido legitimar la violación de la Constitución Política del Estado, para favorecer a los empresarios. Según esta lógica, la ambigüedad de los artículos 87 y 89 en la fijación de los precios del gas para el mercado interno debería ser resuelta en los contratos, donde la negociación es más favorable para las empresas.

La figura más cercana de fijación de precios de competencia podría establecer precios bajos para el producto en boca de pozo, por lo tanto bajos niveles de regalías, para ajustarse en las siguientes fases del transporte y la distribución. El artículo 97 establece una tarifa única para el transporte por ductos para el mercado interno y de exportación, denominada estampilla, asimismo, el artículo 108 establece que el precio de distribución de gas por redes debe estar en función del mencionado inciso d) del artículo 89.

El artículo 141 refuerza las intenciones del artículo 87 para favorecer al mercado interno, pues establece subsidio del gas natural para el uso social y productivo. Sin embargo, estos subsidios tendrán que correr a cargo del Estado, según el artículo 86, donde con un contrato de Compensación de Servicios el Estado se asegurará de gas natural para garantizar el consumo nacional, pagando con la producción en especie, producto de las regalías e IDH.

Conclusiones

El desarrollo de la lógica capitalista, basado en la acumulación para asegurar ganancias, ha llevado a la industria de los hidrocarburos en el mundo a un alto grado de

concentración y centralización, que rompen con todos los principios del libre mercado.

La liberalización de precios en los países para hacer más competitivos los mercados, no es más que una máscara ideológica, pseudo económica, que encubre la lógica inmanente de la acumulación, para establecer precios monopólicos fijados artificialmente.

Bajo esas dos premisas generales para la economía mundial, se estable en Bolivia una política de hidrocarburos que, primero, despoja al Estado del dominio estratégico de los hidrocarburos y, segundo, busca establecer los precios de monopolio.

Desde el punto de vista histórico, la lucha por el excedente de ganancias petroleras, en el sentido de reivindicar para el Estado una parte de ese excedente, como pago de renta por ser dueño de las condiciones naturales que hacen posible la producción de energía, se plantea como reivindicación social y económica y, por lo tanto, política.

Social porque es inaudito que una sociedad no pueda tener un abastecimiento general de energía, teniendo la materia prima. Económica, porque con precios fijados de manera externa, en economías que tienen productividades muy por encima de la boliviana, hacen que se aniquile la capacidad de competencia de la economía interna.

Es económica y social porque si no se desconoce el monopolio económico, el cambio de lo social son sólo buenas intenciones. Se torna en político porque los intereses económicos están atados a los intereses del Estado.

EXPORTACIÓN - INDUSTRIALIZACIÓN

Introducción

Las medidas de ajuste estructural aplicadas en Bolivia desde 1985 tenían tres objetivos básicos: redefinir las relaciones laborales, abrir la economía al comercio exterior y modificar el rol del Estado. Según los técnicos del neoliberalismo éstas eran medidas indispensables para terminar con la hiperinflación, superar la crisis económica e iniciar un nuevo ciclo de crecimiento y bienestar.

Desde la aplicación del Decreto Supremo 21060, la liberalización de la economía, las modificaciones al mundo del trabajo y la estabilidad de los indicadores macroeconómicos fueron tareas que todos los gobiernos bolivianos se empeñaron en cumplir. Sin embargo, y pese a sus esfuerzos, hasta ese momento quedaba como tarea pendiente reducir el papel del Estado en la economía.

La capitalización

Esa tarea fue cumplida por Gonzalo Sánchez de Lozada —durante su primer gobierno— utilizando el término de *capitalización*, desplegó todo un proceso por el

cual los agentes económicos privados asumieron, no sólo la propiedad efectiva de las cinco empresas estatales más importantes de Bolivia, sino también el control y protagonismo de la economía boliviana (ver Cuadro 13).

Pero lo que interesa resaltar en este capítulo es que la privatización no traspasó la propiedad estatal a inversionistas bolivianos. Como se ve en el cuadro, las empresas transnacionales son las que asumieron el dominio de la economía nacional.

Pero, ¿qué fue lo que motivó este proceso? Cabe recordar que desde mediados de los años setenta y durante la década de los ochenta del siglo pasado, el mundo desarrollado atravesaba por una crisis de sobreacumulación: la concentración del capital había producido una disminución en la tasa de ganancia mundial, lo que desencadenó una serie de presiones por parte de las empresas con alta concentración de recursos hacia sus gobiernos para que impongan —también mundialmente— políticas contrarrestantes a esta contracción y declinación críticas.

La necesidad de estos Estados por restituir los niveles de ganancia empresarial coincidió, por ejemplo, con la crisis de la deuda externa latinoamericana. Esto permitió que los organismos de regulación mundial (FMI-BM) *sugirieran* políticas de ajuste estructural con el objetivo de privatizar los activos públicos de países como Bolivia; de esa manera la sobreacumulación encontraría un canal que destrababa la revalorización del capital, permitiendo que éste —asumiendo el dominio de las que fueron empresas estatales— las utilizara de manera rentable. Este proceso es el que vino a llamarse acumulación por desposesión⁴⁸ (Harvey, 2004:199).

⁴⁸ D. Harvey. El nuevo imperialismo. Ediciones Akal. 2004. pp. 199.

Cuadro 13 Empresas capitalizadas

Empresa Capitalizada (Privatizada)	Empresas Compradoras	Fecha
Empresa Nacional de Electricidad (ENDE)	* Dominion Energy (USA) * Energy Initiatives (USA) * Constellation Energy (USA)	29-06-1995
Empresa Nacional de Telecomunicaciones (ENTEL)	* Euro Telecom Internacional-Stet (Italia)	28-09-1995
Lloyd Aéreo Boliviano (LAB)	* VASP ⁴⁹ (Brasil)	19-10-1995
Empresa Nacional de Ferrocarriles (ENFE)	* Cruz Blanca ⁵⁰ (Chile)	14-12-1995
Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)	* Repsol-YPF (España) * Amoco ⁵¹ (USA) * Enron (USA) * Shell (Inglaterra)	05-12-1996

Fuente: Elaboración CEDLA con base en datos de la Superintendencia de Pensiones, Valores y Seguros.

⁴⁹ Luego que Raúl Garqñjlic comprara la participación del LAB correspondiente a la empresa brasileña (el otro 50% está administrado por las AFP), en junio de 2004, Ernesto Ashún adquirió la propiedad de todas las acciones que la VASP se había adjudicado en la capitalización.

⁵⁰ Tres meses después la empresa Antofagasta Holdings —aunque su participación en el proceso de adjudicación había sido rechazada por la comisión de capitalización— compró las acciones de la Red Andina que poseía Cruz Blanca.

⁵¹ El 11 de agosto de 1998 la compañía inglesa British Petroleum adquirió la propiedad de la empresa Amoco.

La naturaleza diferente de los hidrocarburos

A excepción de YPF, la característica común que tiene el resto de las empresas capitalizadas es que producen bienes no transables, es decir bienes que solamente pueden ser comercializados dentro de la economía nacional. El Lloyd Aéreo Boliviano (LAB), la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) o la Empresa Nacional de Ferrocarriles (ENFE), generan servicios que están destinados a satisfacer las necesidades del mercado interno y que, por sus características, no pueden ser exportados. Claro que esta definición no es restrictiva, por ejemplo ENDE tiene un alto potencial para poder exportar electricidad a los países vecinos, sin embargo el problema, aquí, es que no existe una política estatal que incentive la inversión para generar polos industriales que aprovechen las ventajas para comercializar energía eléctrica al extranjero.

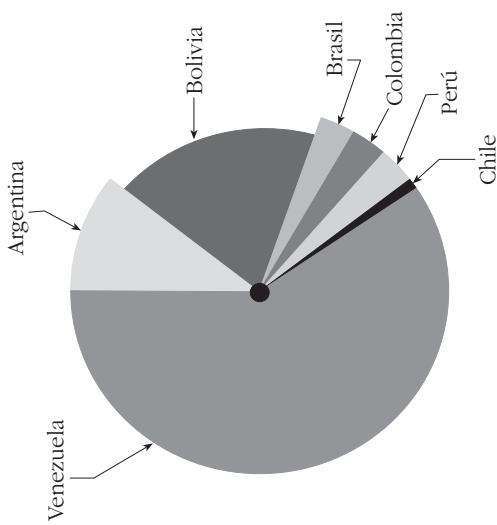
Es muy diferente el caso de los hidrocarburos, son bienes transables por excelencia. El petróleo es una mercancía que tiene mercado asegurado en cualquier parte del mundo y el gas natural se ha convertido en una de las más importantes fuentes de energía para todos los países de la región, también lo son los derivados hidrocarbúricos y los productos que se pueden obtener de su industrialización. Pero, como se verá más adelante, por los objetivos de las empresas que operan en la industria y por el principio exportador de materias primas que la división internacional del trabajo asignó a Bolivia, la exportación de gas natural y petróleo se hace sin tomar en cuenta los procesos que pueden aumentar el valor de los hidrocarburos.

Reservas y consumo en la región

Venezuela posee las reservas de gas natural más altas de Sudamérica, pero Bolivia —que cuenta con la segunda mayor cantidad del hidrocarburos— tiene el potencial para convertirse en el eje de la provisión energética de la región. Este hecho se debe a tres razones:

- la política venezolana sobre el sector prioriza la explotación y comercialización internacional del petróleo, mientras que Bolivia se caracteriza por exportar gas;
- Venezuela no cuenta con la infraestructura necesaria para comercializar sus reservas de gas natural y Bolivia, al contrario, tiene en operaciones dos ductos que permiten a las empresas petroleras transnacionales exportar gas hacia los mercados brasileño y argentino, además que su participación —dentro de cualquier proyecto energético regional— está considerada como fundamental, no sólo por su ubicación geográfica, sino por las características y el volumen de sus reservas;
- las reservas de gas que posee Venezuela se encuentran altamente asociadas al petróleo y en razón de que su política energética, como ya se puntualizó, prioriza la explotación del crudo, el gas natural obtenido se vende o reinyecta al yacimiento, en tanto que en el caso boliviano no se presenta esta dificultad porque sus reservorios son, principalmente, concentraciones de gas.

Gráfico 7
Reservas de gas natural en América del Sur
A enero de 2004 - en TCF



País	TCF	Porcentaje
Argentina	25,8	10,45
Bolivia	48,7	19,73
Brasil	7,8	3,16
Colombia	7,2	2,92
Perú	8,7	3,53
Chile	1,6	0,65
Venezuela	147,0	59,56
Total	246,8	100,00

Fuente: Elaboración CEDLA con base en informes de YPPB y del Statistical Review of World Energy 2005.

Situación del mercado regional

Situación del gas natural en Brasil

Desde 1997, mediante una enmienda constitucional, el gobierno brasileño permite la asociación de la empresa estatal Petrobras con empresas privadas y abre la posibilidad de acceder a licitaciones de áreas de exploración al sector privado bajo su propio riesgo. Pese a ello las inversiones en gas natural en el *upstream* no han progresado.

Brasil se abastece de gas natural de fuentes propias en 2/3, de los campos situados aguas afuera en las cuencas de Campos y Bahía (64% de la producción). La fuente principal de importación (1/3 de su consumo) proviene de los campos de San Alberto y Sábalo de Bolivia, aunque también importa de la Argentina en menor proporción.

Tanto las fuentes internas como externas están dominadas por Petrobras, así como el transporte de gas natural.

El sistema de distribución de gas está concentrado por dieciocho compañías —donde Petrobras participa casi en la totalidad—; sin embargo, en las mayores ciudades participan empresas como Shell, Enron, BG y Repsol-YPF.

En 2003 la distribución de la demanda era la siguiente: industria 53%, generación de energía eléctrica 25%, transporte 6%, comercial 3%, residencial 4% y otros 9%.

La prioridad de la política energética brasileña en el futuro está centrada en el Programa de Generación Térmica con la construcción de cincuenta y cinco plantas térmicas para producir 23 mil *megawatts*, aunque este proyecto está paralizado porque las inversiones aún no son rentables.

Situación del gas natural en Chile

Como se vio en la gráfica, Chile posee la menor cantidad de reservas de gas natural en Sudamérica. Su provisión interna es tan insuficiente que debe satisfacer la demanda a través de su único proveedor —Argentina— en 72%.

Chile realizó un cambio de su matriz energética en generación eléctrica, pasando de fuentes hidroeléctricas a termoeléctricas (que en 2004 cubrían el 39,5% de la demanda); otro rubro importante de su demanda es el desarrollo de la industria petroquímica, que en el sur tiene plantas de producción de metanol que ocupan el 41% de su consumo; un tercer rubro de importancia es la industria con 13%, que utiliza el gas natural como fuente energética; los usos residencial, comercial y transporte (7%) son de menor importancia.

El énfasis chileno en el consumo de gas natural para la generación de electricidad y petroquímica le convierten en el principal demandante de la región; pero además lo ubican en el primer lugar de la producción mundial de metanol: su polo industrial de Punta Arenas consume alrededor de 22,5 MMmcd de gas natural (tres veces la cantidad de gas natural que se exporta a la Argentina desde Bolivia).

Situación del gas natural en Argentina

Argentina tiene uno de los mercados internos más desarrollados de la región: el 66% de la población tiene consumo doméstico de gas natural —cocción y calefacción—, más de un millón 300 mil vehículos utilizan el gas natural vehicular como combustible y más de 24 mil

unidades económicas sustentan su matriz energética en este hidrocarburo.

Sin embargo, las reformas liberales de la década del noventa hicieron que este país se convirtiera en el principal exportador regional del energético. Entre 1996 y 2003, capitales extranjeros construyeron once nuevos ductos para satisfacer las necesidades de mercados extranjeros: siete a Chile, tres a Uruguay, además tiene otro hacia Brasil.

Es por esta razón que se calcula que las reservas de gas que tiene el país llegarán a un nivel crítico durante los siguientes cinco años. Ante esta situación, las empresas que controlan las reservas en Argentina tuvieron que realizar recortes de suministros hacia Chile, provocando una extendida crisis entre ambos países; no pudieron abastecer el mercado interno argentino y decidieron —siempre a través de los funcionarios estatales—, desde enero de 2002, cerrar las llaves del gas hacia Chile.

En la primera semana de 2005, el flujo de gas desde Argentina disminuyó en 20%, lo que es muy serio para los chilenos porque el 100% de sus importaciones provienen desde ese país.

Bajo la producción capitalista contemporánea no importa la sostenibilidad energética de las economías productoras. Y, al igual que en cualquier país que liberalizó el sector, el control de la cadena de producción de hidrocarburos está en manos del capital privado transnacional. Es por esta razón que Argentina depende —cada vez más— del gas que importa desde Bolivia; tampoco importa la soberanía nacional, los gobiernos actúan como facilitadores de los negocios privados regionales; la lógica de ganancia extraordinaria que nueve a las empresas

petroleras se sobrepone a cualquier necesidad: antes de las reformas liberales el 80% de la población Argentina utilizaba gas natural como combustible doméstico, hoy 13 millones de argentinos no tienen acceso al gas por redes y deben utilizar gas licuado de petróleo (85%) y leña, papel o residuos vegetales/animales (15%) para satisfacer sus necesidades energéticas.

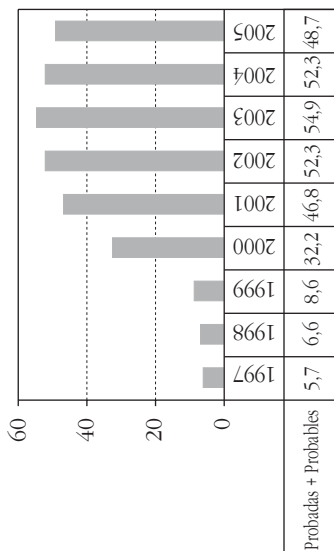
Situación del gas natural en Bolivia

El impacto de las reformas neoliberales —sobre la gestión y la propiedad de los recursos naturales— incentivó a que las empresas transnacionales realizaran grandes inversiones en la región durante la última década del siglo XX, sobre-explotando, de manera insostenible, los minerales, hidrocarburos, el agua y la biodiversidad.

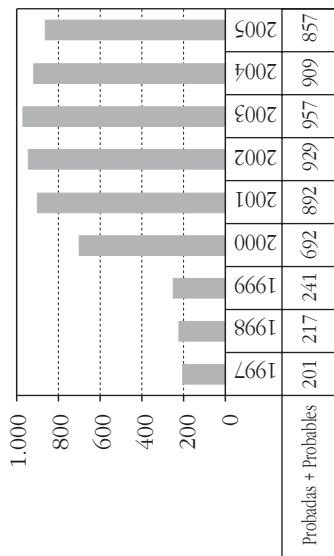
En Bolivia, como resultado de la liberalización de la industria hidrocarburífera y gracias a que los gobiernos —desde 1996 hasta el presente— asumieron como política de Estado el traspaso de la propiedad del gas natural y del petróleo a favor del capital privado extranjero, las inversiones realizadas en el sector, incrementaron las reservas de hidrocarburos, de manera significativa. Así, mientras en 1995 el país tenía certificados 5,69 trillones de pies cúbicos (TCF) de gas natural, en 2005 los reportes de YPFB indican que el país cuenta con 48,7 TCF; lo mismo ocurrió con el petróleo, los informes señalan que en 1995 las reservas se contabilizaban en 200,9 millones de barriles y que en 2005 éstas aumentaron hasta alcanzar los 856,6 millones de barriles.

Gráficos 8 y 9
Reservas de gas natural y de petróleo en Bolivia
 (En TCF y Millones de Barriles)

Reservas de Gas Natural
 (en TCF)



Reservas de Petróleo
 (en Millones de Barriles)



Fuente: Elaboración CEDLA con base en información de YPF (2005).

De forma paralela a estos descubrimientos, las empresas petroleras iban definiendo el papel boliviano en el negocio regional: país productor y exportador de gas natural como materia prima. Mientras que en 2004 las exportaciones de gas natural hacia Brasil y Argentina superaron los 22 millones de metros cúbicos al día (MMmcd), en septiembre de 2005 el gasoducto al Brasil está en su límite (30 MMmcd), al igual que el que se dirige hacia Argentina (7,8 MMmcd); y, al contrario de la intensidad en la producción para la exportación, las compañías productoras no muestran señales de impulsar ningún proyecto que permita desarrollar el, muy reducido, mercado interno: en 2004 el consumo boliviano fue de 4,08 millones de metros cúbicos, mientras que en agosto de 2005 se registro un consumo interno de 5,2 MMmcd.

La utilización de gas natural por redes bordea el 40% del mercado nacional, mientras que las generadoras de electricidad llegaron a consumir 43%. Estos niveles son insignificantes comparándolos con cualquier mercado de la región, pero son una prueba clara de la orientación de la política sectorial que es priorizar la exportación, subordinando el desarrollo del consumo de la población y, también, de la industrialización dentro del territorio boliviano.

Igual que en el caso argentino, la producción y exportación del gas están bajo el control de las petroleras transnacionales. Los precios, las cantidades y la calidad de la exportación están sometidos a la lógica de apropiación de ganancia privada.

La política de exportación

El giro definitivo a favor de la participación protagonista de los inversionistas privados en las actividades económicas del sector de hidrocarburos, inaugurada por las sucesivas *desnacionalizaciones* ocurridas en ocasión de la modificación de los códigos sectoriales y reafirmada por la Constitución Política del Estado en su artículo 139 que dispone la posibilidad de que el ejercicio del derecho propietario lo ejerza el Estado “*mediante entidades autárquicas o a través de concesiones y contratos*”, llega al extremo con la Ley 1689 de 1996. Esta norma logra subordinar toda definición acerca del uso y destino de los hidrocarburos nacionales, al interés de los inversionistas privados e incorpora como principal actividad la exportación de los hidrocarburos⁵².

La forma en que la Ley (derogada) 1689 inaugura la fase liberal en la explotación de los hidrocarburos es a través del otorgamiento de la libertad irrestricta para que los agentes privados extranjeros asuman el dominio sobre todas las fases de la cadena de producción:

Ley de Hidrocarburos (derogada) 1689-Artículo 10. Cualquier persona individual o colectiva, nacional o extranjera, puede realizar una o más de las actividades petroleras (exploración, explotación, comercialización, transporte, refinación e industrialización, y distribución de gas natural por redes).

⁵² C. Arze. Limitaciones de la Política de Hidrocarburos en el neoliberalismo. *Inédito*.

Pero, además, considera estas actividades bajo la protección del Estado y, por lo tanto, define la política estatal como un apoyo a las actividades privadas.

Si se añade a estas condiciones (apoyo estatal a las operaciones privadas), que el control de las reservas hidrocarburíferas están bajo el dominio de las empresas extranjeras y que la lógica de obtención de ganancias se basa en la exportación de los recursos como materia prima, se tendrá el escenario completo para comprender que la industrialización de los hidrocarburos en territorio boliviano, no es, desde ese momento, una posibilidad real.

La nueva Ley de Hidrocarburos 3058 no modifica, en esencia, esta orientación. Todo el andamiaje jurídico mantiene a las empresas privadas como protagonistas en la exportación. Por ejemplo, esta norma define, dentro del régimen económico general, fomentar la participación del sector privado (nacional o extranjero) en la exportación del gas natural y establece que YPFB participará en esta actividad como agregador y cargador; es decir, como un instrumento operativo de las empresas privadas que producen los hidrocarburos para el mercado externo. Aunque esta forma de participación permitirá que el Estado controle el flujo de recursos exportados, en el fondo, los beneficiarios principales de la actividad serán quienes detentan la propiedad de la infraestructura de operaciones, quienes tienen bajo su dominio las reservas del gas natural y del petróleo, quienes controlan los mercados de destino, quienes tienen la facultad para determinar los precios de exportación, o sea las empresas petroleras transnacionales.

Los precios de exportación

La determinación de los precios de exportación es otro problema que la actual Ley no soluciona, porque son las operadoras privadas las que dominan la comercialización internacional de los hidrocarburos y son ellas las que fijan los precios de venta. Este hecho se comprueba al analizar la base para el cálculo de las regalías, participaciones y el Impuesto Directo a los Hidrocarburos, tanto la Ley 3058 como el Decreto Supremo 28222 (por el que se reglamenta la liquidación de las regalías y participaciones) establecen que los precios de venta reales son los que declaran las empresas titulares de los contratos. Por lo tanto, de manera efectiva, la determinación de los precios está bajo el dominio privado y sujeto a los criterios de obtención de ganancia que las empresas extranjeras tienen planificados.

Mercado interno – Mercado de exportación

Aunque la Ley establece que sólo los excedentes del consumo interno pueden ser exportados, en realidad las empresas operadoras consideran como el principal destino de la producción a los mercados extranjeros. Este hecho se debe a que las tasas de ganancia son mucho más altas en el extranjero que en Bolivia, porque los mercados regionales están más desarrollados que el boliviano, al igual que su infraestructura industrial, lo que permite que los circuitos de reproducción del capital sean más acelerados y, por lo tanto, su revalorización también.

De manera evidente se prioriza la construcción de infraestructura que permite la comercialización hacia el extranjero y se desatienden las necesidades energéticas

del mercado interno. La empresa Transredes, conociendo las limitaciones del gasoducto hacia el occidente del país, no ha desarrollado ningún proyecto que permita abastecer sostenidamente el consumo boliviano. Pero, además, las empresas productoras no desarrollan los campos hidrocarburíferos pensando en el mercado interno, por lo que toda la infraestructura de transporte está diseñada en ese sentido

Así, explicitando la política que hace hincapié en las exportaciones de los hidrocarburos como materia prima, los comunicados oficiales y de la Cámara Boliviana de Hidrocarburos —de manera constante— insisten en que la única forma para abastecer al mercado interno es incrementando el volumen de las exportaciones; sin embargo, como se demostrará más adelante, el actual nivel de exportaciones es más que suficiente para satisfacer la demanda interna de GLP.

Exportación, lejos del dominio estatal

Al margen de que el protagonismo privado siga siendo el motor de la exportación de los hidrocarburos, no existen —en la regulación sectorial— disposiciones que restituyan *realmente* la capacidad del Estado para definir los objetivos e instrumentos de una política nacional de hidrocarburos. Así, la posibilidad de definir objetivos referidos al desarrollo del mercado interno para los hidrocarburos y para su industrialización está lejos del dominio estatal.

Aunque YPFB será el instrumento operativo de la exportación, los contratistas continúan con la capacidad de disponer de la producción del gas natural; el uso que

se le dé continúa sujeto sólo a la conveniencia de los titulares de los contratos y no a objetivos nacionales de desarrollo. En este sentido, es especialmente importante mencionar que la Ley 3058 determina que la importación, exportación y comercialización interna de los hidrocarburos son libres, exceptuándose —únicamente— los volúmenes requeridos para satisfacer el consumo interno y los contratos de exportación de YPFB suscritos con anterioridad a dicha ley.

Sin embargo, como se vio, los volúmenes requeridos por el mercado interno son insignificantes en comparación con la cantidad de hidrocarburos destinados a la exportación.

La exportación de gas a Brasil⁵³

Desde julio de 1999 se exporta gas natural a Brasil; después de 22 años de negociaciones, en septiembre de 1996, se firmó el contrato definitivo.

Este contrato involucra la venta de 7,9 Tpc en 20 años a través de un gasoducto con una capacidad de transporte de 30 millones de metros cúbicos por día. Dos son los elementos que resaltan en este contrato de venta de gas natural a este país: la existencia de las cláusulas de salvaguarda y el tema del precio y la calidad (en términos de poder calorífico medido en millón de BTU —MMBtu— del gas que se exporta).

De acuerdo a formas convencionales de contratos en el ámbito petrolero, YPFB y Petrobras, como signatarias

⁵³ *Texto redactado sobre las reflexiones iniciadas por C. Arze. Limitaciones de la Política de Hidrocarburos en el neoliberalismo. Inédito.*

del contrato de exportación, incluyeron las cláusulas “*take or pay*” (tome o pague) y “*delivery or pay*” (entregue o pague). La primera es una cláusula que asegura al vendedor que la cantidad solicitada no podrá ser menor a cierto volumen, que permita cubrir las inversiones realizadas en la producción, de lo contrario el comprador deberá pagar por dicho volumen mínimo aún sin recibirlo. La segunda asegura al comprador que la cantidad demandada será entregada por el productor de manera oportuna, de lo contrario el productor deberá cubrir el valor del volumen no entregado, como una forma de multa por incumplimiento.

Empero, la aplicación de estas cláusulas no sería de lo más equitativo para el Estado, pues mientras el “*take or pay*” favorece a las empresas que reciben el pago por el volumen mínimo pactado, el Estado no recibe el porcentaje correspondiente de regalías de dicho monto; asimismo, la multa por incumplimiento de provisión, el “*delivery or pay*”, debería ser pagada enteramente por el Estado, como signatario del contrato, sin afectar a las empresas productoras⁵⁴.

En el tema del precio y la calidad del gas a ser exportado también se puede advertir la existencia de asimetrías que perjudican al país. En efecto, según el contrato de venta de gas natural a Brasil, la fijación del precio base se realizó tomando en cuenta un poder calorífico mínimo de 1.034 BTU por pie cúbico, con lo que el país se obliga, injustamente, a incorporar en la corriente de gas exportado todos los elementos licuables que acompañan a

⁵⁴ Ver: *El Estado subvenciona ganancias de petroleras*, periódico Opinión de abril 7 de 2003.

éste y que podrían ser extraídos en territorio nacional, lo que permitiría contar con suficiente GLP para el consumo interno y materia prima para la industria petroquímica. Pero esta anomalía va más allá; en la actualidad, Bolivia exporta gas con una calidad calorífica de 1.050 – 1.060 BTU por pies cúbico, sin que ninguna autoridad realice ninguna acción para solucionar este problema.

Si se desarrollaran procesos de separación del gas húmedo que se exporta y se extrajeran el propano y butano (elementos que constituyen el GLP), no existiría escasez en el mercado interno porque se podrían obtener entre 200 mil y 300 mil garrafas de este combustible. En la actualidad, certifica la Superintendencia de Hidrocarburos, que el consumo interno de GLP se encuentra alrededor de las 80.000 garrafas, lo que significa que Bolivia podría convertirse, no sólo en exportador de gas natural, sino también de GLP.

De este modo, la calidad excepcional del gas boliviano, vendido como gas natural para combustión únicamente, permite que Brasil pueda obtener toneladas diarias de GLP y de 10 a 15 toneladas diarias de gasolina natural, productos cuyos precios comerciales no están incluidos en el contrato de exportación y que, por lo tanto, los obtiene totalmente gratis; los otros componentes como el etano y los pentanos, que sirven como materia prima para un tipo de petroquímica, también son entregados gratuitamente.

Estos dos elementos señalados muestran —una vez más— que las decisiones gubernamentales, tomadas al calor de las necesidades políticas del propio régimen y en favor de las empresas transnacionales, acaban siendo fuente de enormes perjuicios para el país.

Exportación de gas natural a Argentina

El país exportó gas natural a Argentina —desde 1972 hasta 1999— un volumen total de 1,87 Tpc(*), por un valor total de más de 4.580 millones de dólares⁵⁵; y, desde 2003, reinició las exportaciones a través de un nuevo acuerdo. Pero, esta vez, con una diferencia sustancial, al contrario de la primera fase exportadora, donde YPFB dominaba las actividades, hoy, las empresas privadas transnacionales son las encargadas del negocio y las principales beneficiarias.

Si se hace una revisión a la experiencia exportadora del país, se verá que la comercialización internacional de gas natural no fue fructífera; el primer contrato con Argentina, el contrato con Brasil y el nuevo contrato con Argentina, demuestran que los ingresos no son destinados al desarrollo industrial sostenible y equilibrado de Bolivia. Las condiciones actuales son muy desventajosas —en términos de precios y calidad real del producto pagado—, y tienden a deteriorarse más debido a la constante presión que ejercen los compradores. Ello se explica por la presencia determinante de las empresas transnacionales —incluida Petrobras—, que presionan por incrementar, aún más, las ventajas para los compradores, con el objeto de *hacer más competitiva* la oferta y monetizar, de forma acelerada, las ingentes reservas que existen en el territorio nacional.

En el tema de la definición sobre exportar o no, juega un papel determinante la presencia de Chile como

* (Trillones de pies cúbicos).

⁵⁵ De este modo el precio promedio por millar de pies cúbicos (Mpc) fue de 2,48 \$us.

mercado demandante. Se debe recordar que en la proyección regional de hidrocarburos, Chile y Brasil son las dos economías más dinámicas: primero, por el cambio radical en la matriz energética que han desarrollado desde hace varios años, en ausencia de recursos naturales propios y, segundo, por el incremento acelerado de su demanda interna.

En el caso de Chile, es importante saber que este país tenía hacia fines del 2001, según *World Oil*, cerca de 1,33 Tcf de reservas probadas, una producción anual de 0,059 Tcf —para 2001— según la IEA, y un consumo anual de 0,23 Tcf. Esto quiere decir que tiene un déficit anual, aproximado, de 0,171 Tcf. Esta deficiencia viene siendo cubierta mediante la importación de gas natural proveniente de Argentina, la misma que habría alcanzado a 0,182 Tcf en 2001, de acuerdo a la Comisión Nacional de Energía del país trasandino, con la siguiente composición: 70% de gas para uso energético y 30% para uso petroquímico.

De acuerdo a las proyecciones de la Comisión Nacional de Energía de Chile, el consumo crecería a un ritmo un poco mayor al 10% anual, con lo que se alcanzaría un volumen de 0,53 Tcf en el año 2010. Asimismo, según las proyecciones de esa entidad pública la dependencia de las importaciones de gas natural crecería sostenidamente, pues de 74% del total del volumen consumido que constituían en el 2001, pasaría a ser más 89% en el año 2010, con una tasa de crecimiento promedio anual de 10%, aproximadamente. Ello quiere decir que dentro de seis años, de un total de 41,4 millones de metros cúbicos diarios de gas natural que Chile demande para su consumo, sólo 4,4 provendrán de sus propios campos y 37 millones tendrán que ser importados de otros países.

Ahora bien, los precios promedio a los que Chile importó el gas natural desde Argentina en 2001, son de 1,22 \$us/Mpc para uso petroquímico en la XII región y de 2,4 \$us/Mpc para uso energético, principalmente en las regiones Metropolitana de Santiago y de Antofagasta. Estos precios son considerablemente mayores a los que las empresas obtienen por la venta del combustible en el mercado interno argentino, que está en 0,40 \$us/Mpc. De este modo, se explica que las empresas transnacionales que controlan el negocio petrolero en Argentina, opten por vender la producción gasífera a Chile y no abastecer al mercado interno, en particular, a las plantas de termoelectricidad, lo que ocasiona una crisis energética que obligue al gobierno argentino a revisar su política sectorial (de exportación, de congelamiento de los precios y las tarifas de energía).

Aquí es donde, precisamente, entra en juego el gas natural boliviano, que es exportado hacia Argentina por un volumen de 7,7 millones de metros cúbicos diarios y a un precio de 0,98 \$us/Mpc, menor al precio del gas exportado a Brasil. Así, las empresas transnacionales —especialmente Repsol que produce el 45% del gas en Argentina—, lograrían vender a un precio mayor al que obtienen en el mercado interno del vecino país las reservas que poseen en campos gasíferos de este lado de la frontera (campo Margarita y San Alberto). Por este motivo, la susceptibilidad de que el gas sea desviado hacia Chile es legítimo, pero ingenuo, pues en el juego contable de las empresas lo que interesa son las ganancias obtenidas, situación que se obtiene también obligando a los consumidores argentinos a pagar más por el gas boliviano,

mientras el suyo está siendo exportado a un mercado donde rigen mejores precios, como es el caso de Chile.

Además, el atractivo de Chile reside en la enorme y complicada trama de relaciones de las empresas transnacionales presentes en la producción de hidrocarburos en países como Bolivia y Argentina, y en la distribución de gas natural y la industria petroquímica basada en el uso de este energético. En efecto, se ha denunciado que la empresa Metanex provee más del 50% de metanol a los mercados de países industrializados, siendo un país altamente deficitario en este hidrocarburo, empresa en la que tendría participación la compañía española Repsol. También se conoce la enorme presencia de las empresas ligadas al proyecto Pacific LNG en el sector de distribución de gas natural en los mercados chileno y argentino: por ejemplo, Sempra es copropietaria con PSEG (una empresa estadounidense) de Sodigas, Energas, Camuzzi Gas y Chilquinta, siendo sus proveedores BG, Repsol y Pan American Energy (empresas de Pacific LNG); además, Metrogas, que distribuye gas en Santiago de Chile es propiedad de Repsol y BG.

En este marco, y pese a lo desventajoso que resulta para Bolivia la exportación del gas natural como materia prima, en la actualidad, las necesidades de los mercados argentino y brasileño y el afán negociador de las empresas petroleras, proyectan que Bolivia continúe con esta dinámica exportadora. Así, se proyecta que en los próximos años el país aumente sus ventas a: Brasil, 70 MMCD; Argentina, 30 MMCD; Paraguay, 5 MMCD; México, 60 MMCD; mientras que el consumo interno no pasa de 5,2 MMCD.

Industrialización

La historia boliviana gira en torno a la historia de la exportación de sus recursos naturales. Desde antes de ser república, en Bolivia, los hilos del poder interno estaban hechos de plata, al igual que nuestras relaciones internacionales; luego fue el estaño, y la apropiación privada del excedente que producía su explotación; con la revolución de 1952 el motor de la acumulación no cambió, como tampoco cambió cuando el gas natural se convirtió en el centro de la economía y la política en Bolivia.

Después de esta larga historia de vender insumos para alimentar la producción en otros países, este siglo llegó con la población cansada de neoliberalismo, de falta de empleo, de liberalización del mundo del trabajo, de la explotación de los recursos naturales. Hoy, los bolivianos —especialmente quienes fueron más afectados por las medidas de ajuste estructural—, pusieron como discusión imprescindible el tratamiento de la industrialización de los hidrocarburos como el tema central de cualquier proyecto de desarrollo nacional.

Pero, claro, esto produce una fisura en la articulación establecida mundialmente por el capitalismo global. La división internacional del trabajo —construida históricamente— determinó que Bolivia cumpliera el rol de proveedor de insumos para procesos productivos llevados a cabo en países más desarrollados. Esta afirmación se concretiza, en la actualidad, en el hecho de que las empresas extranjeras, dominantes de la explotación de los recursos naturales del país, han ubicado a Bolivia como proveedor de gas natural para que sea industrializado en Chile, Argentina y Brasil.

Entendida así, la pugna entre la sociedad y el capital extranjero se mueve dentro de dos dinámicas contradictorias, pero componentes de un mismo proceso: la exportación del gas natural como materia prima se enfrenta como una contradicción a la industrialización del energético dentro de Bolivia. Por lo que la industrialización significa romper con esa mirada exportadora impuesta por la división internacional del trabajo; pero, además, romper con la actual estructura de la industria hidrocarburífera, controlada por relaciones de poder mundial que priorizan la transformación industrial de los recursos naturales bolivianos en los países vecinos.

La industrialización del gas natural en la región

Actualmente, varios países de América del Sur cuentan con polos de industrialización del gas natural. Chile, Argentina, Brasil, Trinidad y Tobago y Colombia, cuentan con centros de transformación de este energético (ver Cuadro 14).

Ahora bien, tanto la explotación de los hidrocarburos como su industrialización son espacios de producción oligopólicos; existen barreras para que ingresen nuevos participantes, los precios se regulan fuera de la competencia del mercado y, de forma paralela, funciona toda una estructura de protección a la inversión y a la ganancia de los capitales que lograron formar parte de estas industrias. Ante este hecho, la industrialización del gas natural en Bolivia tiene dos alternativas:

- Que las empresas dominantes decidan invertir sus capitales para desarrollar procesos de industrialización interna.
- Que el Estado asuma como su rol y la industrialización interna del gas, enfrentándose a todos los dispositivos de poder y presión con que actúan las empresas privadas en el sector hidrocarburífero.

Cuadro 14

Industrialización del gas natural en la región

País	Productos elaborados
Chile	* Plásticos * Metanol
Argentina	* Metanol * Amoníaco-Urea * Plásticos
Brasil	* Metanol * Amoníaco-Urea * Plásticos
Trinidad y Tobago	* Metanol * Amoníaco-Urea
Colombia	* Metanol * Amoníaco-Urea * Plásticos

Fuente: *OLADE, 2004.*

Como se vio en el cuadro anterior, el capital ha decidido desarrollar polos de transformación del gas en los países vecinos, por lo que la primera posibilidad queda

descartada. Los argumentos de las petroleras pueden ser varios: inestabilidad política y social, pequeño mercado interno, falta de infraestructura, entre otros.

Tal es el grado de estas decisiones que, por ejemplo, Chile —que cuenta con las reservas de gas más bajas de la región— se ha convertido en el principal productor mundial de metanol (3 millones 840 mil toneladas al año); o Argentina, que sólo para la producción de amoníaco y urea en su polo industrial de Bahía Blanca, consume la misma cantidad de gas que importa desde Bolivia (7,5 millones de metros cúbicos por día); o Brasil, que utiliza el 85% del gas natural que consume en la industria y la generación de electricidad. Todos estos procesos están controlados y dominados por empresas petroquímicas transnacionales, de América del norte y Europa.

Por lo tanto, la decisión de industrialización interna debe ser asumida como una estrategia de Estado. Los gobiernos bolivianos son los que deben modificar la estructura del sector para impulsar la producción de gas natural más allá de la materia prima.

Nueva Ley de Hidrocarburos e industrialización

La definición de industrialización, fijada por la Ley 3058, permite desplegar esta actividad de dos maneras completarias:

- La utilización del hidrocarburo como insumo para procesos industriales y termoeléctricos, con el objetivo de: primero, modificar la matriz energética del país, sustituyendo al diesel, que en la

actualidad, es el principal energético, por el gas natural y, segundo, desarrollar la industria eléctrica permitiendo que los costos más bajos incrementen el consumo de la población.

- La transformación química del gas natural con la finalidad de añadirle valor agregado a través de la petroquímica, la producción de fertilizantes, la producción de diesel ecológico y gasolina natural, fertilizantes, urea, amoníaco, para dejar de exportar gas como materia prima y hacerlo a través de productos con un mayor valor agregado.

De esta forma, la Ley de Hidrocarburos 3058 identifica como fundamental para el país la industrialización porque es una fuente generadora de altos ingresos. Y, concentrándose en esta definición, la política sectorial descrita en la nueva norma, define los principios y objetivos para efectivizar la industrialización del gas natural (artículos 9 y 11). Pero, lo hace —de manera coherente— con la orientación liberal de su diseño, porque, de manera inmediata, establece que el Estado boliviano otorgará incentivos y creará condiciones favorables para que la inversión nacional o extranjera participe también en esta actividad (artículo 13).

El problema es que se define a la industrialización como un hecho en sí mismo, sin tomar en cuenta que no se trata de industrializar por industrializar, como tampoco se trata de exportar los recursos naturales simplemente por exportarlos. Al no incorporarse, dentro de la definición de industrialización, que será el Estado el que

despliegue y domine esta actividad, se reproduce la estructura sectorial privada y, por lo tanto (como está sucediendo, hasta ahora, en toda la cadena hidrocarburífera), los resultados de la industrialización —el excedente obtenido, los efectos multiplicadores de la actividad— serán procesos controlados por el capital extranjero.

Por otro lado, se vio anteriormente que el capital petroquímico, al igual que el capital petrolero ya definió cuáles serán los países que industrialicen el gas natural en la región, entonces, mientras el Estado no asuma el rol protagónico en esta actividad, se verá obligado a incentivar de forma extraordinaria la presencia extranjera, de la misma manera en que lo hizo Sánchez de Lozada durante su primer gobierno.

Esta percepción se reafirma en el artículo 17 de la Ley 3058, que define a los actores de la industrialización: si bien las actividades del sector le corresponden al Estado, *“derecho que será ejercido por sí, mediante entidades autárquicas o a través de concesiones y contratos por tiempo limitado a sociedades mixtas o personas privadas”*.

Así, el mismo sentido incorporado por la Ley (derogada) 1689 permanece intacto: el Estado es el actor nominal, mientras que el protagonista real —quien obtiene las ventajas y beneficios por los hidrocarburos— continúa siendo el capital privado (y, dada la reducida capacidad de ahorro interno, obviamente a quien se beneficia es al capital privado transnacional).

Toda la ejecución de la política del sector está sujeta al mismo patrón; en el trasfondo, la industrialización de los hidrocarburos estará bajo el control y dominio privado (en el peor de los casos) o tendrá una muy alta

participación privada, mientras que la del Estado —porque la Ley no se preocupa en establecer principios de financiamiento para que YPF protagonice esta actividad— será marginal (en el mejor de los casos).

Los incentivos para la industrialización

La Ley 3058, en su artículo 60, señala:

- Las importaciones definitivas de bienes, equipos, materiales, maquinarias y otros (destinados a la industrialización de los hidrocarburos), estarán liberadas del pago del Gravamen Arancelario (GA), y del Impuesto al Valor Agregado (IVA).
- Liberación del Impuesto sobre Utilidades por un plazo no mayor a ocho años computables a partir del inicio de operaciones.
- Otorgamiento de terrenos fiscales en usufructo, cuando exista disponibilidad para la instalación de infraestructura o planta de industrialización de gas natural.
- Exención temporal del Impuesto a la Propiedad de Bienes Inmuebles destinado a la infraestructura industrial, por un plazo mínimo de cinco años improrrogables.
- Las importaciones de bienes, equipos y materiales para el cambio de la matriz energética del parque automotor a Gas Natural Comprimido (GNC), estarán liberados.

Mientras que el artículo 61, expresa que el Estado garantiza y promoverá las inversiones efectuadas y por

efectuarse en territorio nacional para la industrialización en todas y cada una de las actividades petroleras y en cualquiera de las formas de unidades económicas o contractuales permitidas por la legislación nacional.

La política delineada por la nueva Ley de Hidrocarburos, entonces, centra la industrialización del gas natural en la participación privada extranjera, porque además estipula que para acceder a los incentivos ofrecidos, los inversionistas se deben comprometer a permanecer en el territorio nacional por lo menos diez años.

Como se mencionó, debido a que el capital extranjero especializó a los países de la región, unos deben ser proveedores de materias primas y otros proveedores de productos industrializados. Para cambiar esta relación, es decir para atraer recursos del extranjero, el Estado debe ofertar una serie de beneficios que hacen que las empresas extranjeras dominen y controlen el sector.

Igual que la exportación contradice a la industrialización, el dominio de los procesos de producción por parte del capital privado se opone al dominio estatal. Al primero le motiva y su razón de ser es la necesidad de obtener ganancia, mientras que al segundo le debería interesar destinar el excedente para impulsar el desarrollo nacional e incrementar el bienestar.

Las potencialidades industriales del gas natural

Existen varios proyectos que demuestran las ventajas del gas natural y su industrialización. La intención es, simplemente, enumerar algunas de las iniciativas viables que se pueden desarrollar.

Sobre la base de dos ejes: necesidades internas y rentabilidad de los productos y posibilidad de sus exportaciones, es posible desarrollar los siguientes procesos:

- Plantas de separación de líquidos (GTL). De esta forma se podría eliminar definitivamente la escasez de gas licuado de petróleo y convertir a Bolivia en un exportador de este energético.
- Amoniaco-Urea. Desarrollando un polo industrial algo mayor al de Argentina (Bahía Blanca) solamente se llegaría a participar en el 25% del creciente mercado regional de la industria química.
- Metanol. Pese a que no tiene reservas significativas, el principal productor mundial de metanol es Chile; desarrollando una planta similar a la de Punta Arenas, Bolivia, podría abastecer una mínima parte de la demanda mundial de disolventes, pintura, barnices, entre otros.
- Energía eléctrica. Generando electricidad a través del gas natural se pueden disminuir los gastos de la población, hacer más competitivos los bienes transables y exportar energía a los países de la región.

Sin embargo, todas estas iniciativas se pueden cumplir únicamente si las exportaciones no sobrepasan los actuales niveles (30 millones de metros cúbicos por día), porque de efectivizarse el resto de los planes de exportación, las reservas probadas de gas natural se habrán terminado antes del año 2018, y el total de las reservas certificadas habrán desaparecido antes del año 2025.

**YACIMIENTOS
PETROLÍFEROS
FISCALES
BOLIVIANOS
(YPFB)**

Introducción

La Corporación Minera de Bolivia (COMIBOL) fue el primer espacio donde la pugna por el dominio sobre la generación, apropiación y uso del excedente —que se obtiene por la explotación de recursos naturales— se resolvió a favor del capital extranjero. Los empresarios mineros medianos fueron el instrumento que las empresas transnacionales utilizaron para convertirse en protagonistas de la industria.

Luego, durante los años noventa del siglo XX, la fuerza de la globalización y la debilidad económico-política de países como Bolivia permitieron que las empresas transnacionales desplegaran estrategias diferentes para continuar con su acumulación de capital y, bajo la política de privatización de activos públicos y de control monopólico de los mercados nacionales, fijaron su atención en el resto de las empresas estatales bolivianas. Energía eléctrica, agua, comunicaciones, transporte, fueron objeto de esa guerra —muchas veces silenciosa o disfrazada— por el dominio del excedente. Ese, también, es el

escenario donde se resuelve el carácter y la naturaleza de los agentes participantes dentro de la industria de los hidrocarburos: la capitalización —privatización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos— marca el final de ese proceso privatizador en Bolivia.

Así, la presión de las corporaciones internacionales por apropiarse de los activos estatales de todo el planeta —como un mecanismo para superar la crisis de acumulación mundial—, ha logrado acabar con cualquier iniciativa desarrollista impulsada por los Estados. Hoy, YPFB es el espectro de lo que alguna vez fue esa empresa estatal.

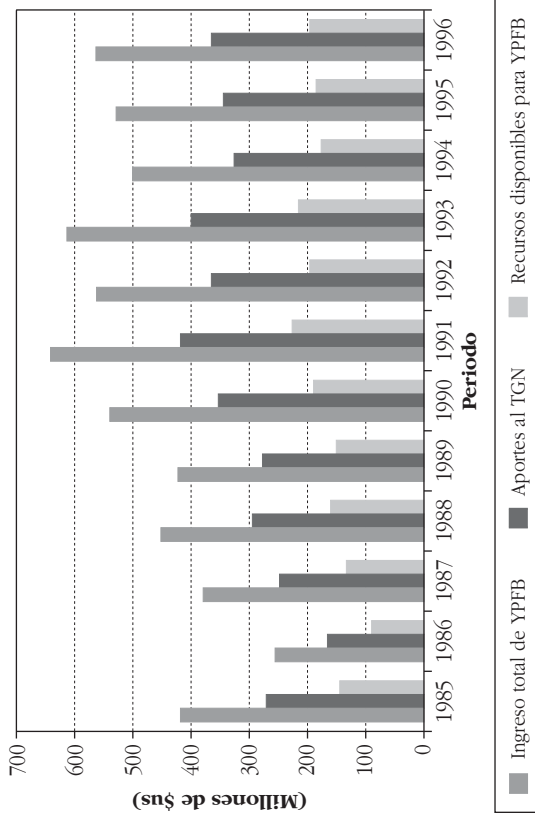
YPFB antes de la privatización

La importancia mundial de la industria de los hidrocarburos se reflejaba en Bolivia en el peso económico de YPFB. Eliminados los aportes de la minería estatal hacia el Tesoro General de la Nación, la principal fuente gubernamental para financiar las cuentas nacionales provenía de los ingresos que se podían canalizar desde la explotación de hidrocarburos (ver Gráfico 12).

La historia es bien conocida: la estatal petrolera (como se muestra en el cuadro anterior), desde 1985 hasta 1996, transfirió el 65% de sus ingresos a favor del Estado. Durante once años consecutivos aportó 3.813 millones de dólares (MM\$us) a la sostenibilidad de las finanzas públicas.

Esto, claro, ocasionó que los recursos para la reinversión productiva fueran muy limitados —171 MM\$us en promedio anual—; y en razón de que las características del sector demandaban la disponibilidad de grandes cantidades de inversión, las potencialidades para desarrollar nuevos campos de explotación fueron limitadas.

Gráfico 10
Transferencias de YPFB al TGN
 (En millones de dólares estadounidenses)



Fuente: Elaboración CEDLA con base en información del Ministerio de Hacienda, 2001.

Aún así, las perspectivas del sector y, en especial, las características y potencialidades de YPFB hacían de ésta una empresa indispensable para los bolivianos:

- En 1996 poseía reservas certificadas de petróleo por 161 millones de barriles y reservas certificadas de gas natural por 6,3 trillones de pies cúbicos. Calculando la monetización de esas reservas (a precios de mercado de ese año: petróleo, treinta dólares por barril; gas natural, 1,7 el millar de pies cúbicos), YPFB podía haber dispuesto de más de 15.540 MM\$us.
- Según su informe financiero a 31 diciembre de 1993, la empresa estatal poseía inversiones financieras por 50,18 MM\$us, en más de seis empresas diferentes. Las más importantes estaban ubicadas en la Empresa Minera del Oriente (1,071 MM\$us) y la Empresa Nacional de Electricidad (47,085 MM\$us).
- YPFB era, de lejos, la más grande empresa boliviana. Iniciado el año 1994, sus libros certificaban activos netos por 1.132,69 MM\$us, al margen de las inversiones que tenía en otras empresas.
- Poseía el monopolio sobre el transporte y la comercialización (nacional e internacional) de hidrocarburos, la refinación de líquidos y su almacenaje, además de la provisión dentro del mercado interno.
- La forma en que se había asociado con las empresas extranjeras, para realizar las fases de

exploración y explotación, le permitía ejercer el dominio real sobre la producción obtenida.

- La demanda energética regional configuraba un escenario muy favorable para las vinculaciones de los mercados, donde YPFB se perfilaba como protagonista.
- La falta de recursos para la inversión en el desarrollo de nuevos campos era un problema. Sin embargo, cuando se tiene asegurado un mercado —como lo era en ese momento el brasileño⁵⁶— la capacidad de financiamiento de los proyectos se amplía enormemente.

La privatización

Empero, desde que Sánchez de Lozada asumió su primer gobierno se desplegó toda una campaña para desvalorizar YPFB. El objetivo era doble: primero, crear el contexto necesario para que la adquisición de la empresa se realice en condiciones ventajosas para el capital transnacional y, segundo, de forma paralela, mostrar a la población que la capitalización fue ventajosa para el país.

Al final, el valor en libros, declarado por el gobierno en el momento de su privatización, fue fijado en 384,2 MM\$us⁵⁷, cifra que no tiene relación con los 1132,69

⁵⁶ *En 1984, Brasil y Bolivia retoman el proyecto de exportación de gas natural; en 1988, se firma un acuerdo de compra de energía e industrialización del gas natural; en 1991, se firma la Carta de Intenciones; en 1992, se acuerda la construcción del gasoducto hacia el mercado de Sao Paulo; en febrero de 1993, se firma el primer acuerdo de compraventa de gas natural. Todo este proceso se desarrolló sin tomar en cuenta la privatización de la industria petrolera en Bolivia, pues ésta nunca fue una condición indispensable para la realización del proyecto.*

⁵⁷ *Nunca antes la expresión “venta a precio de gallina muerta” fue mejor utilizada por la población boliviana.*

MM\$us de activos netos que se demuestran en el informe financiero de YPF al 1° de enero de 1994. La pregunta que hasta ahora quedó sin responder es ¿cómo una empresa —con monopolio de mercado y de producción, participante del negocio más importante de la economía, sin necesidad de arriesgar inversión en fases críticas de la producción, con monopolio de la comercialización externa— puede perder el 66,08 de sus activos netos en menos de tres años?

El Gobierno recurrió al valor en libros para instrumentalizar, contablemente, la enajenación de las capacidades y potencialidades de mercado que tenía YPF.

El proceso de privatización fue complejo. Las unidades destinadas a su capitalización fueron divididas en tres empresas, dos dedicadas a la exploración y explotación y una dedicada a la comercialización (ver Cuadro 15).

Pero además de reducir su capacidad operativa, la nueva política sectorial expulsó a YPF de cualquier participación real en la cadena de producción de hidrocarburos, “...*esta empresa pública, para la exploración, explotación y comercialización, celebrará necesariamente contratos de riesgo compartido, por tiempo limitado (30 años), con personas individuales o colectivas, nacionales o extranjeras (...)*” (Ley derogada 1689– Artículo 1).

Alejada de las actividades del *upstream*, YPF fue convertida en una oficina administradora de contratos de riesgo compartido y, para las actividades de transporte de hidrocarburos, la distribución de gas natural por redes, refinación e industrialización, en licitadora de concesiones de operación a favor de agentes privados. Además, en 1999 —durante el gobierno de Banzer Suárez—

Cuadro 15
Resultados del proceso de privatización
 (En millones de dólares estadounidenses)

Empresa Privatizada	Empresa Adjudicataria	Valor en Libros (en millones de \$us)	Valor de Venta (en millones de \$us)
Empresa Petrolera Andina S.A.	YPF-Pérez Companc (Repsol YPF); Pluspetrol Bolivia	130,4	264,8
Empresa Petrolera Chaco S.A.	Amoco Bolivia Petroleum Company (British Petroleum)	156,3	306,7
Transportadora Boliviana de Hidrocarburos	Enron Transportadora (Bolivia S.A.) – Shell Overseas	97,5	263,5
Total		384,2	835,0

Fuente: Elaboración CEDLA con base en datos del Ministerio de Capitalización, 1997.

se privatizaron las dos refinerías más importantes del país (que todavía estaban bajo el dominio de YPF), por lo que, desde ese momento, toda la cadena de producción de los hidrocarburos fue controlada por los agentes privados transnacionales.

Sin presupuesto suficiente, con atribuciones limitadas, sin ningún tipo de infraestructura ni capacidad técnica u operativa, desde 1996 hasta ahora, el instrumento a través del cual el Estado ejercía su derecho soberano sobre los recursos hidrocarburíferos dejó de existir.

Por eso las movilizaciones populares de octubre de 2003 y de mayo-junio de 2005 no sólo demandaron la recuperación real del gas natural y del petróleo, sino también la refundación efectiva de YPF, porque ésta será la única manera de controlar la generación, apropiación y uso del excedente que estas actividades producen.

La nueva Ley de Hidrocarburos

La necesidad de la refundación de YPF

La recuperación real de los hidrocarburos pasa, necesariamente, por la reconstrucción del instrumento que efectiviza la propiedad nacional del gas natural y petróleo. Esta reconstrucción es parte del proyecto que se inició en 2003, fue parte del “Referéndum del gas” y está ordenada por la nueva Ley de Hidrocarburos 3058.

Ley 3058-Artículo 6 “(Refundación de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos). Se refunda Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPF), recuperando la propiedad estatal de las

acciones de los bolivianos en las empresas petroleras capitalizadas, de manera que esta Empresa Estatal pueda participar en toda la cadena productiva de los hidrocarburos, reestructurando los Fondos de Capitalización Colectiva y garantizando el financiamiento del Bonosol”.

Bajo esta disposición, la nueva Ley de Hidrocarburos ordena que los recursos obtenidos por la capitalización de YPFB sean revertidos a la empresa. Sin embargo, estos recursos —aproximadamente 834 MM\$us— no son dinero en efectivo; lo que ordena la Ley es que la estatal petrolera participe como directa accionaria en las empresas petroleras Chaco S.A. y Andina S.A. y la empresa transportadora Transredes S.A.

Ése es el patrimonio básico de la refundada YPFB, que comparado con el de otras empresas que participan en la producción hidrocarburífera boliviana, es muy bajo (ver Cuadro 16).

Desde *British Gas* (BG) hasta *British Petroleum* (BP), las operadoras petroleras trasnacionales tienen una capacidad técnico-operativa que, bajo las actuales condiciones marcadas por la Ley de Hidrocarburos serán muy difíciles de superar por la empresa estatal: no existe ningún punto de comparación entre los 834 MM\$us asignados a YPFB y los, por ejemplo, 6.854MM\$us de *British Gas*.

Entonces, ante la imposibilidad de competir en capacidad financiera, el único medio para que el Estado ejerza dominio soberano sobre los hidrocarburos es mediante el *control monopólico* de tres elementos centrales:

Cuadro 16
Estados financieros de empresas petroleras operadoras
en Bolivia al 1° de enero de 2004
(En millones de dólares estadounidenses)

Partida	Empresas				
	BP	Total SA	Repsol YPFB	Petrobras	BG
Activos	117.572,0	90.358,2	47.922,0	53.612,0	12.545,0
Patrimonio	75.538,0	34.358,8	29.071,0	17.519,0	6.854,0
Ingresos	236.045,0	118.256,8	46.880,0	30.797,0	6.278,0
Utilidad	10.437,0	7.938,3	2.545,0	6.559,0	1.344,0

Fuente: Elaboración CEDIA con base en información de las empresas y de la Cámara Boliviana de Hidrocarburos.

- Transporte y comercialización.
- Refinación y el almacenamiento.
- Determinación de los precios de exportación.

Pero, en lugar de posicionar a YPFB como empresa protagonista de la industria, la Ley 3058 permite que la ejecución de la política sectorial sea realizada, paralelamente, por la operadora estatal y las operadoras privadas:

Ley 3058 – Artículo 17: “La exploración, explotación, comercialización, transporte, almacenaje, refinación e industrialización de los hidrocarburos y sus derivados corresponden al Estado, derecho que será ejercido por sí, mediante entidades autárquicas o a través de concesiones y contratos por tiempo limitado, a sociedades mixtas o a personas privadas”.

Además, el mismo artículo ordena:

- La comercialización en el mercado interno podrá ser realizada por YPFB, sociedades mixtas o personas individuales o colectivas.
- La exportación de gas natural será efectuada por YPFB como cargador y agregador de la producción propia y de la producción del resto de las empresas operadoras en el sector.
- La exportación de petróleo podrá ser realizada por YPFB, sociedades mixtas o personas individuales o colectivas.

- La exportación de productos refinados de petróleo o gas natural podrá ser realizada por YPFB, sociedades mixtas o personas individuales o colectivas.
- La importación de hidrocarburos podrá ser realizada por YPFB, sociedades mixtas o personas individuales o colectivas.
- La refinación, almacenamiento, industrialización y transporte del gas natural por redes podrá ser realizada por YPFB, sociedades mixtas o personas individuales o colectivas.

Con capacidad financiera absolutamente limitada y compitiendo con el capital transnacional en condiciones indiscriminadas, lo más probable es que la refundación de YPFB no pase de ser un espejismo que será muy bien aprovechado por las estructuras políticas bolivianas.

Lo cierto es que bajo esa perspectiva el papel del Estado será fiscalizar y controlar las operaciones privadas, participando de espacios del mercado que no les interesen a las empresas transnacionales (por ejemplo, la provisión de gas natural al área rural). Y aunque la definición de las competencias de la vicepresidencia de Operaciones de YPFB establece que las actividades de la cadena de hidrocarburos se desarrollarán por la empresa del Estado, inmediatamente ordena que este derecho sea ejercido por YPFB o a través de asociaciones con privados, reintroduciendo la lógica liberal establecida por la anterior legislación.

Así, el panorama se completa: YPFB participará compitiendo con las otras empresas del sector o se asociará a ellas para explotar los hidrocarburos. Además, según lo

dispuesto por el artículo 86 “*YPFB será el Agregador y/o Vendedor para toda exportación de Gas Natural que se haga desde el territorio boliviano, asignando los volúmenes requeridos a las empresas productoras*”.

La comparación con la exportación de minerales dominada por operadores privados —en la primera mitad del siglo pasado— no puede ser más clara. Desde que la explotación de estaño convirtió a Bolivia en un proveedor importante para los mercados extranjeros hasta la Revolución Nacional de 1952, la principal función estatal era asignar y distribuir los cupos de exportación entre las empresas operadoras; la cantidad de mineral exportable se dividía de acuerdo a la capacidad de explotación empresarial que tenía cada operador, con lo que se produjo una diferenciación dentro de la industria. Así, dependiendo de la participación en los volúmenes de mineral comercializado en el extranjero, se clasificó a las empresas mineras en grandes, medianas y chicas.

Ahora, la Ley 3058 revive esta función estatal. Debido a que la producción de hidrocarburos no es dominada por YPFB, la única función real que puede cumplir —demostrando a la población que participa en la exportación de manera activa— es asignando los volúmenes requeridos para la venta al extranjero entre las empresas que efectivamente poseen el control de los recursos explotados, y, también, cumpliendo la función de vendedor de esa producción.

Estructura organizativa de YPFB

El diseño organizativo fijado por la nueva norma es un signo más de la actual crisis de recomposición

político-económica que está atravesando al Estado boliviano. El actual proceso de dispersión del poder hacia las regiones y la ausencia de una solución integradora se refleja en la organización y la ubicación de las sedes de operación de YPFB.

Ley 3058 – Artículo 23 “(Sede). El Directorio y la Presidencia Ejecutiva tendrán como Sede a la ciudad de La Paz; la Vicepresidencia de Administración, Contratos y Fiscalización de YPFB tendrá como Sede y funcionará con toda su estructura y dependencias, la Gerencia Nacional de Fiscalización y el Centro Nacional de Información Hidrocarburífera en la provincia Gran Chaco del departamento de Tarija. Por su lado la Vicepresidencia Nacional de Operaciones tendrá como Sede y funcionará con su estructura en Santa Cruz; estableciendo en Camiri la Gerencia Nacional de Exploración y Explotación. La Vicepresidencia de Operaciones tendrá las siguientes Gerencias Descentralizadas: La Gerencia de Industrialización tendrá su Sede en la ciudad de Cochabamba y ejercerá competencia sobre las industrias de transformación de los hidrocarburos en el país; la Gerencia de Ductos y Redes de Gas tendrá como Sede a la ciudad de Sucre y de ella dependerá toda la infraestructura de transporte de hidrocarburos, productos y proyectos de redes de gas natural, y la Gerencia de Comercialización funcionará en la ciudad de La Paz”.

Pero además, la ley obliga a que las empresas privadas se sujeten al mismo criterio irracional, indicando que *“las empresas petroleras que operan en el país deberán establecer oficinas en las Sedes mencionadas y en los departamentos en los que operan”*.

Es indudable que los costos administrativos, derivados de este tipo de organización empresarial, restarán competitividad a las operaciones de YPFB e irá en contra de una ejecución eficiente de los recursos. Esta descentralización *impuesta políticamente y por presiones regionales* duplicará las funciones administrativas y reproducirá de manera excesiva las funciones (ver Gráfico 13).

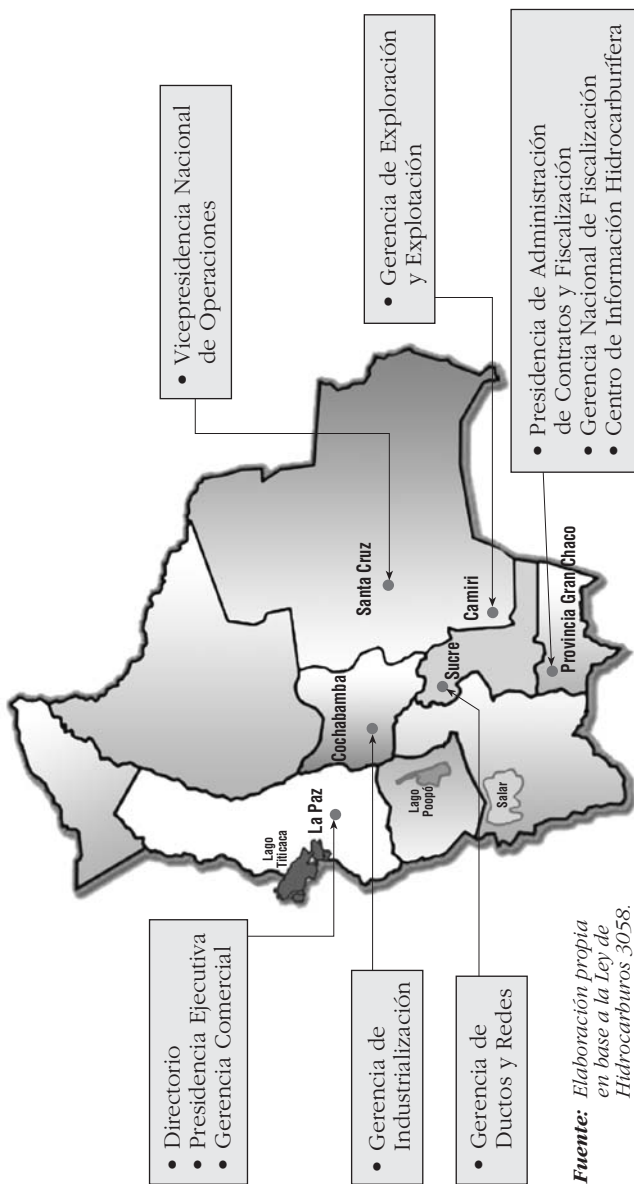
La unidad y coordinación en la gestión de la empresa se verá obstaculizada por la dispersión geográfica y permitirá que las políticas de la empresa se sujeten a la influencia de la presión regional y, por lo tanto, se diversifiquen e incluso lleguen a oponerse.

Esta descentralización no responde a una estrategia de gestión administrativa y está alejada de cualquier criterio técnico que la pueda sostener.

Áreas de interés hidrocarburífero y operaciones de YPFB

Ley 3058 – Artículo 34 “... Se reservarán áreas de interés hidrocarburífero tanto en zonas tradicionales como no tradicionales a favor de YPFB, para que desarrolle actividades de exploración y explotación por sí o en asociación. Estas áreas serán otorgadas y concedidas a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos con prioridad y serán adjudicadas de manera directa”.

Gráfico 11
YPFB: organización y distribución de oficinas a escala nacional



Fuente: *Elaboración propia en base a la Ley de Hidrocarburos 3058.*

Aunque esta es una ventaja para YPFB, considerando sus restricciones presupuestarias para desarrollar esas áreas entregadas por privilegio, las verdaderas beneficiadas serán las empresas que se asocien a la empresa estatal. Éste, en el fondo, es un mecanismo para hacer más atractiva la asociación de capitales extranjeros con YPFB.

Entonces, todo ese potencial hidrocarburífero que se reserva para beneficio nacional será, al menos, compartido por las corporaciones petroleras transnacionales.

La continuación del dominio privado en la industria de los hidrocarburos también se explicita a través de la política de licitaciones. YPFB dispondrá los mecanismos para que la inversión extranjera directa (es decir, empresas petroleras transnacionales) se adjudique la capacidad de realizar operaciones petroleras mediante licitaciones públicas internacionales.

El tema en este caso es que la Ley de Hidrocarburos produce un desplazamiento de las prioridades dentro de la política sectorial. Las licitaciones deben contemplar —manda la Ley— que las empresas participantes ofrezcan un **bono a favor del TGN** en caso de ser beneficiados con alguna adjudicación, además del pago de una participación adicional también a favor del TGN, desviando, de esta manera, la atención del negocio verdaderamente importante: la participación directa de YPFB en la cadena de producción de los hidrocarburos.

YPFB y los contratos petroleros

La Ley de Hidrocarburos establece que cualquier agente económico podrá participar en la industria mediante la firma de uno (o varios) contratos, bajo las modalidades de Producción Compartida, de Asociación o de Operación.

Contrato de Asociación

En el caso de un Contrato de Asociación, YPFB puede ejercer el derecho de asociarse con el Titular siempre y cuando reembolse un porcentaje —correspondiente a su participación en la asociación— de los costos directos de exploración de aquellos pozos que resulten productivos. Este pago se podrá realizar en dinero o con la misma producción que corresponda a la empresa estatal

La participación que a cada operador le corresponda será distribuida una vez que se hayan pagado las regalías, participaciones y los impuestos establecidos por Ley.

Contrato de Producción Compartida

Cuando las operaciones se realizan en el marco de un Contrato de Producción Compartida, YPFB puede acceder a una participación en la producción obtenida por el Titular una vez que se hayan determinado cuánto deberá amortizar —a favor del Titular— por las inversiones realizadas en el desarrollo, la producción y el abandono del campo. Esta amortización es muy común en la industria de los hidrocarburos, pero lo incomprensible, es que la Ley establece que —dentro de este tipo de contratos— la empresa estatal debe devolver un porcentaje (correspondiente a su asociación) de las regalías y participaciones que la operadora habría pagado al Estado boliviano por la explotación de los hidrocarburos.

También en este caso, la participación que le corresponde al Estado y al Titular será distribuida una vez que se hayan pagado las regalías, participaciones y los impuestos establecidos por Ley.

Contrato de Operaciones

Contrato de Operación, es aquél por el cual el Titular ejecutará, con sus propios medios y por su exclusiva cuenta y riesgo, a nombre y representación de YPF, las operaciones correspondientes a las actividades de exploración y explotación.

Si el campo es explotado, la empresa estatal retribuirá al Titular —por los servicios de operación— un porcentaje de la producción obtenida. Esta retribución será suficiente para cubrir todos los costos de operación y la utilidad del capital empleado por el Titular; con el resto del producto, YPF pagará las regalías y participaciones del 100% de los hidrocarburos extraídos.

En todos los casos, la disponibilidad de la producción obtenida correspondiente a los Titulares de los contratos es de libre disponibilidad y, en razón de que YPF no tiene dominio sobre el transporte y la comercialización de los hidrocarburos, el Estado continuará sin poder ejercer ninguna influencia sobre la determinación de los precios de venta o sobre el ritmo y la dirección de las exportaciones.

CONCLUSIONES

Aunque cada una de las partes del presente estudio tiene sus propias conclusiones, es pertinente señalar que su reflexión ha tenido como hilo conductor la búsqueda, desde el CEDLA, de una perspectiva de desarrollo para la sociedad boliviana, a partir de la comprensión de las limitaciones históricas que le impone su propia estructura primaria.

Una estructura primaria que se ha desarrollado a partir de su vinculación externa con el capitalismo en su fase monopolista, lo que ha impedido todo un proceso de desarrollo económico y social interno y que, en los últimos años gracias a la arremetida del capital transnacional, ha propiciado una mayor desarticulación económica y social.

Esta estructura se refleja en un Estado capitalista débil que no responde a un proyecto de desarrollo interno de las fuerzas productivas y que, más bien, acomoda los intereses internos en función de los intereses del capital extranjero. El Estado boliviano responde a estos intereses a través de grupos locales dando lugar a un Estado rentista, que en ausencia de un proyecto interno, medra de los

beneficios que le da la explotación de los recursos naturales por parte del capital monopólico transnacional.

En ese sentido, la discusión de la nacionalización de estos recursos, entendida como un proceso que modifica la propiedad de los recursos y de los medios de producción, plantea la imprescindible sustitución de este Estado rentista que ha demostrado su incapacidad en las dos nacionalizaciones anteriores. Por su importancia, durante el proceso de aprobación de la nueva Ley sectorial, la discusión sobre la apropiación de la renta fue la que dominó dejando de lado otros temas centrales como el de la industrialización.

La Ley 3058 acabó estableciendo un nuevo impuesto a la producción, el IDH, con una alícuota de 32%, reestableciendo la tributación total de 50% que existía anteriormente a la Ley 1689. El cambio de impuestos por regalías no es una cuestión puramente semántica, tiene implicancias objetivas sobre los intereses económicos de sus actores. Desde el punto de vista impositivo, existe una tendencia mundial para que las empresas transnacionales paguen un solo impuesto y se disminuya su porcentaje a cambio de gravar no sólo a las ganancias sino también al salario, lo que se conoce como ampliación de la base de contribuyentes.

La disminución de la renta destinada a los departamentos productores es considerada una derrota para los grupos sociales rentistas, atrincherados en las regiones donde esos recursos naturales se encuentran, por lo que renuevan su afán de obtener mayores beneficios presionando al Gobierno central o buscando la profundización de la descentralización estatal mediante las autonomías departamentales.

Lo que persiguen las empresas es que el tema de la explotación de los recursos naturales deje de abordarse como un problema de soberanía o de propiedad colectiva⁵⁸; los empresarios privados insisten en que el agua, los minerales, los hidrocarburos, los bosques, entre otros, dejen de ser percibidos como propiedad social y se asuman únicamente como objetos de producción para valorizar el capital.

Contrariamente al objetivo de industrialización de los hidrocarburos, la nueva Ley propugna la búsqueda de mayores ingresos fiscales sobre la base de una mayor venta de gas natural como materia prima a nuevos mercados regionales. Por otra parte, garantiza las elevadas ganancias extraordinarias al monopolio del petróleo, ratificando la fijación de precios internacionales de los hidrocarburos en el mercado interno.

Frente a estas orientaciones de la política pública, la industrialización queda subordinada al libre mercado, que produce los energéticos sólo para quienes tienen suficientes ingresos. YPFB no se convierte en el agente que domine el sector, es una empresa más del mercado que debe rendir cuentas a un Estado rentista.

En síntesis, la nueva Ley de Hidrocarburos ratifica las principales orientaciones de la política neoliberal establecida, pues no implica la sustitución del dominio de las empresas transnacionales sobre el conjunto de la cadena productiva y, más bien, enfatiza la intensificación de las exportaciones de materia prima, que favorecen

⁵⁸ *Tal como existe en Estados Unidos, el único país del mundo donde los recursos son del empresario y no del Estado.*

la monetización acelerada de las reservas naturales y la realización mercantil en el mercado mundial; es decir, la apropiación del excedente por parte del capital monopólico.

BIBLIOGRAFÍA

- Al-chalabi, F. J., 1984. La OPEP y el precio internacional del petróleo: el cambio estructural. Editorial Siglo XXI. México D.F.
- Arze, Carlos, 2004. *Limitaciones de la política de hidrocarburos en el neoliberalismo*. Inédito.
- Arze, Carlos y Poveda, Pablo, 2004. Similitudes y diferencias en los proyectos de Ley de Hidrocarburos. Cedla. La Paz.
- Arze, Carlos y Poveda, Pablo, 2005. La Nueva Ley de Hidrocarburos. Documentos de Coyuntura N° 10. Cedla. La Paz.
- CEDLA, marzo 2006. IDH: Un impuesto definido por intereses regionales y políticos, en Boletín Control Ciudadano N° 3. Cedla. La Paz.
- Gaceta Oficial de Bolivia, varios períodos. Leyes y Decretos Reglamentarios del Sector Hidrocarburos. Consulta en página de Internet <http://gaceta.comunica.gov.bo>.

ANEXOS

ANEXO 1

DOMINIO PRIVADO A PESAR DE LA ACTUAL LEY DE HIDROCARBUROS

Al promulgarse la actual Ley 3058 se reconoce que los hidrocarburos no son propiedad de los bolivianos pues se declara su recuperación, pero aún así, no enfoca el problema central: aunque se recupera la propiedad en boca de pozo, las condiciones materiales de explotación de los yacimientos continúan bajo el dominio privado; el Estado sigue siendo dueño de las reservas, pero la extracción de los recursos hidrocarburíferos permanece bajo el dominio de las empresas petroleras extranjeras porque son ellas las que continúan detentando el dominio sobre el ritmo y la dinámica de explotación. Así, se puede colegir que la actual Ley no consagra la propiedad estatal efectiva, pues la “recuperación”, no pasa de ser una enunciación formal debido a que las condiciones productivas hidrocarburíferas mantienen su carácter privado.

La nueva Ley, en ninguno de sus artículos, menciona directamente a la recuperación de las reservas de hidrocarburos, aunque éstas se encuentran bajo el control de las petroleras transnacionales⁵⁹.

⁵⁹ *Estas empresas son tan dueñas del negocio que incluso el titular de un contrato de riesgo compartido puede ceder sus derechos a un tercero siempre y cuando el beneficiario de la transferencia la capacidad técnica y financiera.*

Cuadro 1
Reservas certificadas al 1° de enero de 2005
Por compañía operadora

Campos por operadora	Gas natural (MMPC)			Petróleo/Condensado (BBL)			
	Probada	Probable	Probada + Probable	Probada	Probable	Probada + Probable	Porcentaje del total
Petrobras Bolivia	12.924.566	9.488.067	22.412.633	191.445.693	147.100.569	338.546.262	39,526
Repsol YPF	6.013.111	4.668.883	10.681.994	162.904.057	125.825.124	288.729.181	33,710
Total E&P Bolivia	3.273.845	4.483.300	7.757.145	49.218.582	65.531.062	114.749.644	13,397
Chaco	1.489.494	900.621	2.390.115	24.930.347	26.926.642	51.856.989	6,054
Andina	1.824.117	507.978	2.332.095	21.519.509	10.442.889	31.962.398	3,732
Vintage	597.666	433.256	1.030.922	7.519.660	4.962.627	12.482.287	1,457
Pluspetrol	150.191	765.831	916.022	1.299.951	3.748.146	5.048.097	0,589
Petrobras Energía	169.010	529.360	698.370	930.917	2.402.855	3.333.772	0,389
BG Bolivia	290.249	204.945	495.194	4.662.282	3.124.353	7.786.635	0,909
Dong Won	12.924	39.384	52.308	505.493	766.436	1.271.929	0,149
Canadian Energy	2.936	7.543	10.479	42.093	74.436	116.529	0,014
Matpetrol	--	--	--	220.084	409.551	629.635	0,074
Total operaciones	26.748.109	22.029.168	48.777.277	465.198.668	391.314.690	856.513.358	100,000

Fuente: *Elaboración propia con base en datos de YPFB.*

Para que cambie esta relación propietaria —donde las empresas Petrobras Bolivia, Repsol YPF y Total E&P Bolivie, son las que, de manera efectiva, controlan el 87,7% de las reservas de gas natural boliviano y el 86,5% de la reservas de petróleo—, la política sectorial debería crear las condiciones para que la empresa estatal petrolera, YPFB, participe en el control de las reservas; sin embargo para que esto se pueda materializar, la norma impone, al menos, dos restricciones a YPFB:

- La Ley 3058 limita la capacidad operativa de la empresa estatal petrolera al no asignarle una fuente de financiamiento efectiva. El artículo 6 sólo ordena refundar YPFB a través de la recuperación de las acciones de las empresas petroleras capitalizadas que las Administradoras de Fondos de Pensiones (AFP) administran en el Fondo de Capitalización Colectiva; sustituyendo, de esta forma, la falta de recursos con la participación estatal en las empresas Chaco, Andina y Transredes; que, como se vio en el Cuadro 1, no tienen presencia significativa en la distribución de reservas. Por otro lado, los estatutos aprobados para YPFB indican que sus ingresos serán:
 - Los que le asigne anualmente el Tesoro General de la Nación.
 - Los que le correspondan por Ley en su rol de agregador.
 - Los que le correspondan por cumplir y desempeñar su rol en todas las fases de la industria.

- Los que obtenga por la retribución por sus servicios petroleros.
- Los provenientes de la venta de su patrimonio.
- Los que obtenga por la venta de bonos, títulos y valores.
- Los provenientes de financiamiento externo.
- Cualquier otro que pueda obtener

De esta forma, YPFB no podrá operar con ninguna independencia en el sector y menos podrá prescindir de la participación privada.

- Las condiciones para la asociación de YPFB con titulares de contratos petroleros restringen la capacidad de participación del Estado, para que la estatal petrolera pueda asumir cierto control sobre las reservas de hidrocarburos (en la actualidad, son controladas por las operadoras transnacionales), debería suscribir algún tipo de contrato con las empresas privadas. Éstos podrían ser de asociación o producción compartida. Pero, para que se efectúe tal vinculación, las transnacionales petroleras, primero deben decidirse por este tipo de migración y no por la conversión a los contratos de operación (que no contempla la participación directa de la estatal petrolera) y, segundo, YPFB sólo podrá asociarse con alguna de estas empresas cuando se fije el compromiso de pago sobre un porcentaje de las inversiones, regalías y participaciones que la petrolera privada hubiera realizado.

Bajo estas características, y sumando la organización empresarial, altamente costosa, que se impuso de forma política, a la estatal petrolera, es indudable que durante mucho tiempo el capital transnacional seguirá controlando los yacimientos de los hidrocarburos.

ANEXO 2

CONATOS DE JUICIO A LAS PETROLERAS

Diputados, militares retirados y otras personas presentaron una demanda ante la Corte Superior de Distrito de La paz, en abril de 2005, reclamando la anulación de los contratos de riesgo compartido que empresas petroleras transnacionales tienen suscritos con el Estado boliviano, gracias a los cuales son propietarias de todos los hidrocarburos producidos desde la boca de pozo.

Estos documentos fueron calificados de ilegales por el Tribunal Constitucional de Bolivia porque no fueron refrendados por el Congreso Nacional (ver Cuadro 2).

Cuadro 2

Empresas enjuiciadas

Empresa	Representante
BRIDAS PETROLERA, INDUSTRIAL Y COMERCIAL SRL	Eduardo Enrique Pezzi
PEREZ COMPANC S.A.	Roberto Felipe Dipinto Cafiero y Fernando Martínez - Frezneda Moreno
REPSOL EXPLORACIÓN SECURE S.A.	Roberto Felipe Dipinto Cafiero y Fernando Martínez - Frezneda Moreno
EMPRESA PETROLERA ANDINA S.A.	Miguel Sirbiam Krutzfeldt
EMPRESA PETROLERA CHACO S.A.	Eduardo Ayala Ayala
MAXUS BOLIVIA INC.	Valentín Eduardo Toribio
MAXUS BOLIVIA INC. Y BHP BOLIVIANA DE PETRÓLEO INC.	Valentín Eduardo Toribio y Roger L. Gilberston
TOTAL EXPLORATION PRODUCTION BOLIVIE S.A. Y TESORO BOLIVIA PETROLEUM COMPANY	Dominique Laurier y Sr. Ivars Taurins
TESORO BOLIVIA PETROLEUM COMPANY Y ZAPATA EXPLORATION COMPANY	Larry L. Blackwell
TESORO PETROLEUM CO.	Larry L. Blackwell
SHAMROCK VENTURES BOLIVIANA LTDA. Y DIAMOND SHAMROCK BOLIVIANA LTDA.	Eduardo Blanco Sequerios
PETROBRAS BOLIVIA Y EMPRESA PETROLERA ANDINA S.A.	Gerson José Faria Fernández y Eduard Eugene Millar, respectivamente
PETROBRAS BOLIVIA S.A.	Carlos Eduardo Sardenberg Bellot
SOCIEDAD PETROLERA DEL ORIENTE S.A. (SOPETROL S.A.)	Roberto Gasser Bravo
PLUSPETROL BOLIVIA CORPORATION	Luis Alberto Rey
MATPETROL S.A.	Gonzalo Dorado Calvo
TECPETROL DE BOLIVIA S.A. Y PETROLERA ARGENTINA SAN JORGE S.A.	Jorge Perczyk, César Guzzetti y Carlos Alberto Garibaldi
RTB GAMMAZ LTD. Y COLANZI INTERNATIONAL S.R.L.	Mauricio F. Taborga T. y Guillermo Javier Núñez del Padro Salmón
VINTAGE PETROLEUM BOLIVIANA LTD. Y EMPRESA PETROLERA CHACO S.A.	William J. Mclung, Jorge L. Martignoni y John P. Naphan

(Continúa en la siguiente página)

Cuadro 2 *(Continuación)*
Empresas enjuiciadas

Empresa	Representante
EMPRESA PETROLERA CHACO S.A.	Valentín Eduardo Toribio y Allison Hall Denson
PEREZ COMPANC S.A. Y PEMSA PETRÓLEOS S.A.	Roberto Dipinto Cafiero y Carlos Tadic Calvo
RTB GAMMA LTD.	Mauricio F. Taborga T.
PLUSPETROL S.A., PETROLEROS TÉCNICOS S.A. (PETROTEC S.A.) Y CORPORACIÓN FINANCIERA INTERNACIONAL (CFI)	Salomón ACLI Manuel, Alan Balcazar O. y Teodoro Marcó
PETROBRAS BOLIVIA S.A., MAXUS BOLIVIA INC., EMPRESA PETROLERA ANDINA S.A. Y PETROLEX S.A.	Decio Fabricio Oddone Da Costa, José María Moreno Villaluenga y Mauricio Gonzáles Sfeir
CHEVROM INTERNATIONAL LIMITED (BOLIVIA) Y BG EXPLORATION AND PRODUCCION LIMITED	John F. Dunn

Fuente: *Tribunal Internacional de Solución de Controversias.*

ANEXO 3

LA CAPITALIZACIÓN DE YPFB

El 5 de diciembre de 1996, fecha en que se entregó la propiedad de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos al dominio del capital privado internacional, marca un momento central dentro de todo el proceso de reestructuración liberal en Bolivia.

Desde la imposición del Decreto Supremo 21060, en agosto de 1985, el neoliberalismo se desplazaba por la historia nacional impulsado por la prepotencia de las políticas de ajuste estructural diseñadas por los organismos supraestatales —Fondo Monetario Internacional, Banco Interamericano de Desarrollo, Banco Mundial—. El objetivo era reducir las competencias del Estado y desnacionalizar la economía: se declararon en quiebra las minas estatales y, al cerrarse la COMIBOL, miles de familias mineras fueron relocalizadas; después se liquidó la Corporación Boliviana de Fomento, y todas las empresas de las Corporaciones de Desarrollo fueron entregadas al dominio privado. Jaime Paz promulgó la Ley de Inversiones y firmó el decreto que permitía la venta de cualquier

empresa estatal; durante esa misma gestión de gobierno, se anuló la banca nacional, liquidándose los bancos del Estado, Agrícola y Minero.

El “Plan de Todos” venía a completar el proceso (1993–1997). Se reformó el sistema de educación y parte del ingreso nacional fue redistribuido a través de los municipios; el sistema de jubilación colectiva fue eliminado y sustituido por cuentas individuales de ahorro que las AFP administrarían; mientras se aplicaba —de la manera más inflexible y brutal— la Ley 1008, el gobierno intentaba desarticular el movimiento sindical cocalero a través de un ineficiente y costoso Plan de Desarrollo Alternativo. Dentro de este panorama, la estrella de toda la política liberal era la *capitalización* (proceso por el cual las cinco empresas estatales más importantes de Bolivia, que representaban el ahorro nacional, serían entregadas —a cambio de promesas de inversión— al dominio y la soberanía de empresas transnacionales).

Primero se privatizaron las empresas de electricidad, de telecomunicación, de aviación y de ferrocarriles y, finalmente, YPFB.

Víctor Paz Estenssoro había advertido que el proceso de privatización de la empresa petrolera sería “la madre de todas las batallas”. No sólo porque era evidente que el proceso perjudicaría la sostenibilidad del Tesoro General de la Nación —entre 1985 y 1996 YPFB había transferido al fisco 3.812,6 millones de dólares estadounidenses—, sino también porque la población sentía que el último patrimonio nacional estaba en riesgo de perderse y se organizaba para evitarlo. Sin embargo, y pese a las protestas, el ministro encargado de la Capitalización, Alfonso

Revollo, “sostuvo que impulsaría la transferencia de la petrolera ‘aunque sea inconstitucional’”⁶⁰.

La Ley de Hidrocarburos, diseñada por el gobierno de Gonzalo Sánchez de Lozada, definía las nuevas reglas sobre las que debía desarrollarse el sector:

- Los precios de los hidrocarburos y sus derivados se regirían por el mercado internacional.
- La importación, exportación y comercialización de los hidrocarburos y sus derivados son libres.
- Cualquier persona o empresa podrá construir y operar ductos y redes de gas, siempre y cuando el sistema de regulación sectorial lo autorice.
- Las tarifas de transporte deberán ser aprobadas por la Superintendencia de Hidrocarburos, asegurando el costo más bajo para los usuarios, pero posibilitando que los concesionarios perciban una utilidad suficiente.
- La refinación y comercialización es libre.

Bajo estos principios se dividió a YPFB en tres unidades: dos de exploración y explotación y una de comercialización.

Al proceso de licitación se presentaron cincuenta y dos empresas internacionales, lo que demostraba la importancia de los hidrocarburos y las condiciones ventajosas que se habían diseñado para las inversiones privadas.

A mediados de 1996 el Ministerio de Capitalización hizo conocer el valor en libros de YPFB. Todas las unidades a

⁶⁰ *Oswaldo Calle. El que manda aquí soy yo – una guía para entender la Capitalización. U.P.S. Editorial. La Paz-Bolivia. pp. 142.*

ser capitalizadas llegaban a un valor total de 344 millones de dólares de los Estados Unidos.

El 5 de diciembre de 1996, en medio del resguardo policial debido a múltiples protestas sociales, se conoció a las empresas extranjeras que se convertirían en las nuevas dueñas de YPFB y de las reservas con que ésta contaba (161 millones de barriles de petróleo y 6 trillones de pies cúbicos de gas natural):

- La empresa Petrolera Andina, con un valor en libros de 102,3 millones de dólares fue adjudicada al consorcio YPF-Pérez Compac-Pluspetrol, por un compromiso de inversión de 264,7 millones de dólares estadounidenses.
- La empresa Petrolera Chaco, con un valor en libros de 104,8 millones de dólares fue adjudicada a la empresa Amoco por un compromiso de inversión de 306,6 millones de dólares.
- La empresa Transredes, que era la unidad de comercialización, con un valor en libros de 134,8 millones de dólares fue adjudicada al consorcio Nerón-Shell por un compromiso de inversión de 263,5 millones de dólares.

Desde ese momento el Estado boliviano no sólo había entregado los activos de las desarticulada YPFB, además había entregado el negocio más importante del país, el dominio sobre sus reservas y la propiedad de los hidrocarburos explotados.

ÍNDICE

Presentación

La propiedad de los hidrocarburos	1
Introducción	3
¿Cómo se define la propiedad?	4
La privatización	7
La nueva Ley de Hidrocarburos 3058	14
Propiedad de los hidrocarburos y Estado	22
Regalías y participaciones	25
Introducción	27
La regalía petrolera	28
Tipos de regalías: alícuotas y su distribución	32
Valoración de los hidrocarburos para el pago de regalías	38
Forma de pago	41

Pago de regalías en especie	45
Contratos petroleros y pago de regalías	47
Las jornadas de octubre y el referéndum	50
El Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH)	52
Base imponible y alícuota	53
Distribución anual del IDH	55
Los problemas del IDH	60
Política de precios de hidrocarburos	69
Introducción	71
Petróleo, precios, ganancias extraordinarias	73
Principios de libre mercado en la determinación de los precios	83
Dos niveles en la determinación de precios	86
Conclusiones	109
Exportación - Industrialización	111
Introducción	113
La capitalización	113
La naturaleza diferente de los hidrocarburos	116
Reservas y consumo en la región	117
Situación del mercado regional	119
La política de exportación	125
Industrialización	136

La industrialización del gas natural en la región	137
Nueva Ley de Hidrocarburos e industrialización	139
Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)	145
Introducción	147
YPFB antes de la privatización	148
La privatización	151
La nueva Ley de Hidrocarburos	154
Conclusiones	167
Bibliografía	173
Anexos	175
Anexo 1. Dominio privado a pesar de la actual Ley de Hidrocarburos	177
Anexo 2. Conatos de juicio a las petroleras	183
Anexo 3. La capitalización de YPFB	187

Esta edición de 500 ejemplares
se terminó de imprimir en Edobol,
calle Abdón Saavedra N° 2101,
en el mes de agosto de 2006
La Paz, Bolivia