

CAPITALIZACIÓN Y NACIONALIZACIÓN

EL SECTOR DE HIDROCARBUROS EN BOLIVIA

SERIE DEBATE PÚBLICO N° 17



*Capitalización y Nacionalización
Sector Hidrocarburos en Bolivia*

FUNDACIÓN JUBILEO

Director Ejecutivo: Juan Carlos Núñez V.

Coordinador General: Waldo Gómez R.

Supervisión: Raúl Velásquez G.

Edición: Jorge Jiménez Jemio

Consultoría realizada por: Célica Hernández

Dirección: Ed. Esperanza, Av. Mariscal Santa Cruz, piso 2

Telefax: (591-2) 2125177 - 2311074

E-mail: fundajub@entelnet.bo

Casilla: 5870 La Paz - Bolivia

Foto de tapa: Archivo YPFB

Depósito legal: 4-2-1687-12

2012

Publicación realizada con apoyo de:



Las opiniones contenidas en esta publicación no implican necesariamente la posición del auspiciador.

TABLA DE CONTENIDO

PRESENTACIÓN

4

1. BREVE HISTORIA

5

2. PROCESO DE CAPITALIZACIÓN (1996-2005)

7

3. PROCESO DE NACIONALIZACIÓN (2006-2012)

12

4. SITUACIÓN ACTUAL

18

5. CONSIDERACIONES FINALES

24



PRESENTACIÓN

Durante los últimos 15 años, Bolivia atravesó por dos procesos significativos que respondieron a ideologías políticas contrapuestas: el proceso de capitalización (1996-2005) y el periodo de nacionalización (desde 2006 hasta la actualidad). En cada caso, las acciones emprendidas repercutieron en el desarrollo de uno de los sectores más importantes del país: el sector hidrocarburos.

En este periodo, este sector se ha convertido en una de las principales fuentes de ingresos fiscales. Es el principal producto exportado y el que mayores excedentes genera, producto del contexto favorable de precios internacionales, que repercute en los precios de venta del gas natural que exporta el país a Brasil y Argentina.

Si bien el contexto internacional favorece a las arcas nacionales, al mismo tiempo, ha consolidado la orientación primario-exportadora de la economía boliviana, sin que hasta el momento el Estado haya podido encontrar mecanismos eficientes que permitan canalizar los recursos obtenidos por la renta petrolera al desarrollo de sectores productivos que ofrezcan una economía más sólida a largo plazo.

El presente documento tiene por objeto analizar los principales aspectos que repercutieron en un primer proceso de capitalización y que posteriormente condujeron a un periodo de nacionalización de los hidrocarburos, en el que actualmente nos encontramos.

FUNDACIÓN JUBILEO

1

BREVE HISTORIA

El sector petrolero comenzó a desarrollarse en el ámbito mundial a partir del año 1859, con la aparición paulatina de las empresas: Exxon, Standard Oil Company, Socuz Vacuum Company, Texas Oil Company, Gulf Oil Company, Royal Dutch Shell y British Petroleum Company, conocidas todas como “las siete hermanas”.

Fue en 1921 cuando una de estas empresas, la Standard Oil Company (SOC), llegó a Bolivia, como resultado de una transferencia de contrato que hiciera la Compañía Richmond Levering a su favor. Sin embargo, algunos años después, en 1937, el gobierno del Cnl. David Toro dispuso la caducidad de las concesiones de la SOC y la reversión de todos sus bienes e instalaciones al Estado, transfiriéndolos a la empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), creada un año antes, en 1936. Los motivos para esta primera nacionalización fueron principalmente los constantes incumplimientos por parte de la SOC del régimen económico establecido en ese entonces, y el descubrimiento de exportaciones ilegales de petróleo que esa compañía realizaba hacia Argentina.

Por su parte, YPFB, creada como una empresa estatal destinada tanto a la exploración y explotación de hidrocarburos como a su comercialización y transporte en todo el territorio nacional, comenzó a emprender distintos proyectos en el rubro, como ser la perforación de pozos en las localidades de Camiri, Sanandita y Bermejo, la construcción del oleoducto Camiri–Santa Cruz y la adquisición de varios equipos de perforación, llegando a alcanzar el autoabastecimiento de combustibles en el ámbito nacional en 1954.

Posteriormente, en octubre de 1955, se aprobó el Código del Petróleo, conocido también como Código Davenport, con el propósito de canalizar inversiones extranjeras de carácter privado. Como resultado de la aplicación de este código, 14 empresas extranjeras ingresaron al país hasta diciembre de 1957, incluyendo

la Gulf Oil Company. Esta empresa estaba obligada al pago de 11% de regalías sobre la producción bruta y 30% de impuesto a las utilidades. Sin embargo, antes de la deducción de estos conceptos, la Gulf Oil Company deducía, por su parte, un factor de agotamiento de reservas equivalente a 24% de la producción bruta, hecho que no aplicaba a la realidad nacional, ya que todos los yacimientos de hidrocarburos eran propiedad del Estado. Por este motivo, el 17 de octubre de 1969 se revirtieron las concesiones de la Gulf Oil Company al Estado, así como todos sus bienes e instalaciones. El régimen de concesiones terminó con esta segunda nacionalización y con la derogación del Código del Petróleo, decretado por el gobierno del General Ovando Candia.

En marzo de 1972, el Gral. Hugo Banzer Suárez dictó la Ley General de Hidrocarburos, que eliminó el régimen de concesiones y, en su lugar, estableció un sistema de contratos de operación, asignándole a YPFB nuevamente la facultad de exploración y explotación del territorio nacional, además de las otras actividades de la cadena.

En 1972, un contrato de operación era aquel por el cual el contratista ejecutaba con sus propios medios y por su exclusiva cuenta y riesgo, en nombre de YPFB, las operaciones correspondientes a las fases de exploración y explotación; a cambio, el contratista percibía 50% de la producción bruta, haciéndose YPFB responsable del pago de impuestos y regalías.

El régimen fiscal comprendía un impuesto para el Estado equivalente a 19% sobre el valor de la producción bruta y una regalía departamental equivalente a 11%. Asimismo, los ductos necesarios para el transporte de la producción correspondían en propiedad y operación a YPFB. Bajo este nuevo régimen se firmaron 21 contratos de operación entre YPFB y diferentes compañías extranjeras.

Casi 20 años después, en noviembre de 1990, se promulgó la Ley de Hidrocarburos N° 1194, bajo el gobierno de Jaime Paz Zamora, con el objeto de ofrecer mejores y mayores garantías a los inversionistas privados, especialmente a los capitales extranjeros que trabajaban en el área petrolera. Dicha ley declara “de necesidad nacional la actividad de las personas jurídicas nacionales o extranjeras que exploren, exploten, refinen e industrialicen hidrocarburos”. Se instauró, además, otra modalidad de contrato petrolero, el Contrato de Asociación, a través del cual YPFB podía realizar las fases de exploración y explotación con otras empresas a su sola opción y voluntad cuando el contratista declaraba comercial cualquier descubrimiento de campo. El régimen fiscal establecido en dicha ley comprendía una regalía departamental de 11%, una regalía nacional compensatoria de 1% y un impuesto

nacional de 19% sobre el valor de la producción de hidrocarburos, totalizando 31% a favor del Estado.

Ya por la década de los noventa se inició en Bolivia un proceso destinado a generar una mayor inversión y transferencia de tecnología, sustituyendo la propiedad estatal por la participación privada y considerando una distribución de las acciones estatales (50% + 1) a los ciudadanos bolivianos mayores de edad a través de la administración de Fondos de Pensiones. Para este propósito, en fecha 30 de abril de 1996 se promulgó la Ley de Hidrocarburos N°1689, que eliminó el régimen de contratos de operación y asociación, y estableció un régimen de contratos de riesgo compartido. De igual forma, declaró libres las actividades de exploración, explotación, refinación e industrialización de hidrocarburos, así como la comercialización de los mismos; por lo tanto, cualquier empresa podía realizar esas actividades.

Por otra parte, esta ley dispuso que las actividades de transporte de hidrocarburos y distribución de gas natural por redes podían ser realizadas mediante concesión administrativa otorgada por el ente regulador, bajo el mecanismo de licitación pública.

El régimen fiscal establecido en ese entonces comprendía los siguientes conceptos:

CUADRO N° 1

Hidrocarburos nuevos (calculados sobre la producción fiscalizada de hidrocarburos)	Hidrocarburos existentes (calculados sobre la producción fiscalizada existente de hidrocarburos)
<ul style="list-style-type: none"> • Una regalía departamental de 11%. • Una regalía nacional compensatoria de 1%. • Una participación para YPFB de 6%. 	<ul style="list-style-type: none"> • Una regalía departamental de 11%. • Una regalía nacional compensatoria de 1%. • Una participación para YPFB de 6%. Pagaban además: <ul style="list-style-type: none"> • Una regalía nacional complementaria de 13%. • Una participación nacional de 19%.
Total: 18%	Total: 50%

2

PROCESO DE CAPITALIZACIÓN (1996 – 2005)

El proceso de capitalización en Bolivia se inicia como resultado de la negociación de un contrato de compra-venta de gas natural por 20 años, realizada entre YPFB y Petrobras (Brasil), contrato conocido actualmente como GSA (Gas Supply Agreement).

El volumen de exportación establecido en dicho contrato fue de 30 millones de metros cúbicos diarios (MMmcd), para lo cual fue necesaria la construcción de un gasoducto que permitiera la entrega y recepción de gas natural entre ambos países, como se observa en el Mapa N° 1.

CUADRO 1: CONTRATO GSA



Fuente: Cámara Boliviana de Hidrocarburos y Energía

Entre las principales medidas adoptadas en este periodo se encuentra la capitalización de las principales unidades de negocio que YPFB tenía en esa época:

• *El 5 de diciembre de 1996, el consorcio estadounidense-británico Enron-Shell se adjudicó la unidad Transportadora Boliviana de Hidrocarburos, en 263,5 millones de dólares.*

• *La unidad de exploración y producción Andina SAM fue transferida al consorcio YPF SA - Pérez Companc-Pluspetrol (Argentina), en 264,8 millones de dólares.*

• *La unidad de exploración y explotación Chaco SAM quedó en poder del consorcio Amoco Bolivia Petroleum Co. (EEUU), por 306,7 millones de dólares.*

Por otra parte, entre 1998 y 1999 se privatizaron las refinerías Gualberto Villarroel y Guillermo Elder Bell, sobre una base de 102 millones de dólares, mientras que la empresa Oil Tanking se adjudicó la Compañía Logística de Hidrocarburos Bolivia (CLHB) por 12 millones de dólares.

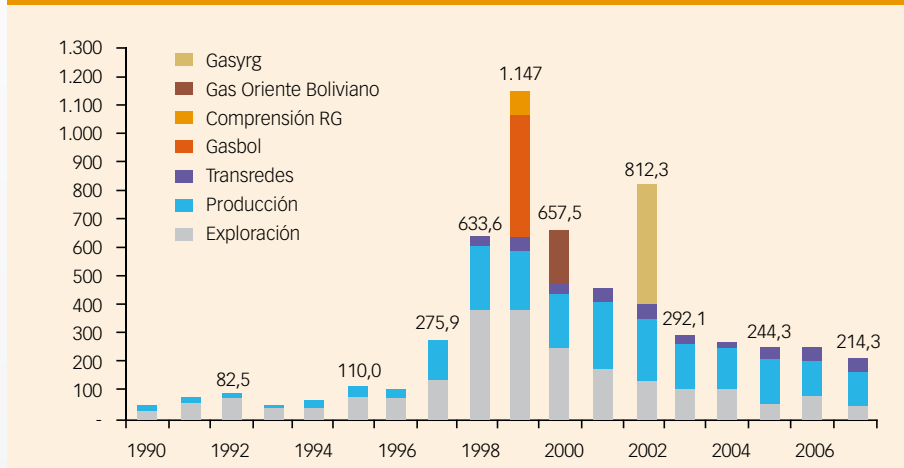
Como resultado de ambos procesos, la empresa estatal prácticamente dejó de operar en toda la cadena de hidrocarburos y su rol se redujo a las siguientes actividades:

- Supervisor y suscriptor de contratos de riesgo compartido.
- Administrador de los contratos de exportación de gas a países vecinos.
- Agregador de volúmenes de gas natural para la exportación a Brasil.
- Fiscalizador de las actividades del upstream (exploración y explotación).
- Certificador de la producción fiscalizada sujeta al pago de regalías y participaciones hidrocarburíferas.

En el sector privado se observaron significativas inversiones a partir de la vigencia de la Ley N°1689, la misma que incluía importantes incentivos destinados prácticamente a acelerar el incremento de producción de gas natural, a fin de dar cumplimiento al contrato de exportación recientemente firmado con la República Federativa de Brasil.

A partir de entonces, se inició una etapa intensiva en la perforación de pozos de exploración y pozos de desarrollo de campos hidrocarburíferos. Asimismo, la actividad para el transporte de la producción incrementada fue intensiva en capital durante el mismo periodo (ver Gráfico N° 1).

**GRÁFICO 1: INVERSIÓN EXPLORACIÓN, PRODUCCIÓN & TRASPORTE
(EN \$US MM)**



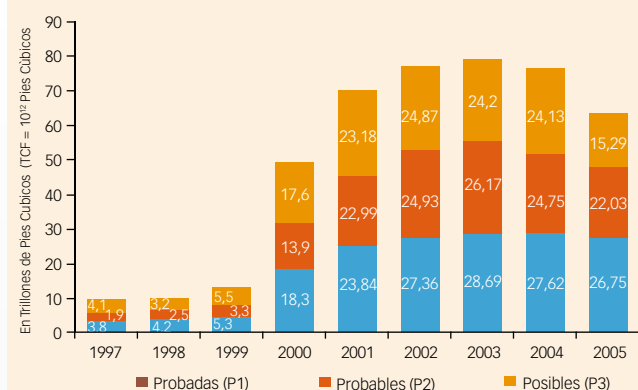
Fuente: Cámara Boliviana de Hidrocarburos y Energía

Durante el periodo de capitalización también se desarrollaron, entre otros campos, los megacampos de San Alberto, Sábalo y Margarita, todos ubicados en el departamento de Tarija. Los dos primeros fueron operados por la empresa Petrobras Bolivia S.A. y el último por la empresa Repsol YPF.

Producto de este desarrollo, las reservas de gas natural y petróleo del país se incrementaron significativamente, de acuerdo con las certificaciones emitidas por la empresa Degolyer & Macnaughton, que fue observada por el Gobierno en funciones.

Durante el año 2000, Bolivia aumentó sus reservas de gas natural probadas (P1) de 5,3 a 18,3 trillones de pies cúbicos (TCF, por sus siglas en inglés), con relación al año 1999; mientras que en la gestión 2003 esas reservas se incrementaron hasta un máximo de 28,7 TCF. Las reservas probables (P2) también alcanzaron su máximo nivel el mismo año, llegando a certificarse 26,2 TCF; por su parte, las reservas posibles (P3) alcanzaron también su máximo nivel durante la gestión 2002, registrando un volumen máximo de 24,9 TCF (ver Gráfico N° 2).

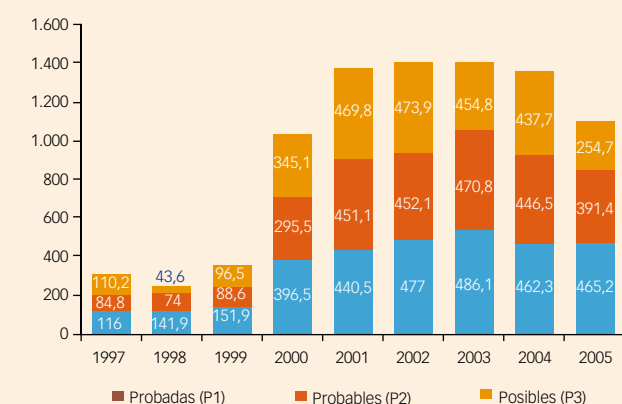
**GRÁFICO 2: RESERVAS NACIONALES DE GAS NATURAL
(EN TRILLONES DE PIES CÚBICOS)**



Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

Con relación a las reservas de petróleo, se observa un comportamiento similar, con volúmenes máximos registrados durante la gestión 2003 de 486,1 MMBbbls (para reservas probadas, P1) y 470,8 MMBbbls (para reservas probables, P2), mientras que las reservas posibles (P3) presentaron su nivel máximo el año 2002, con 473,9 MMBbbls (ver Gráfico N°3).

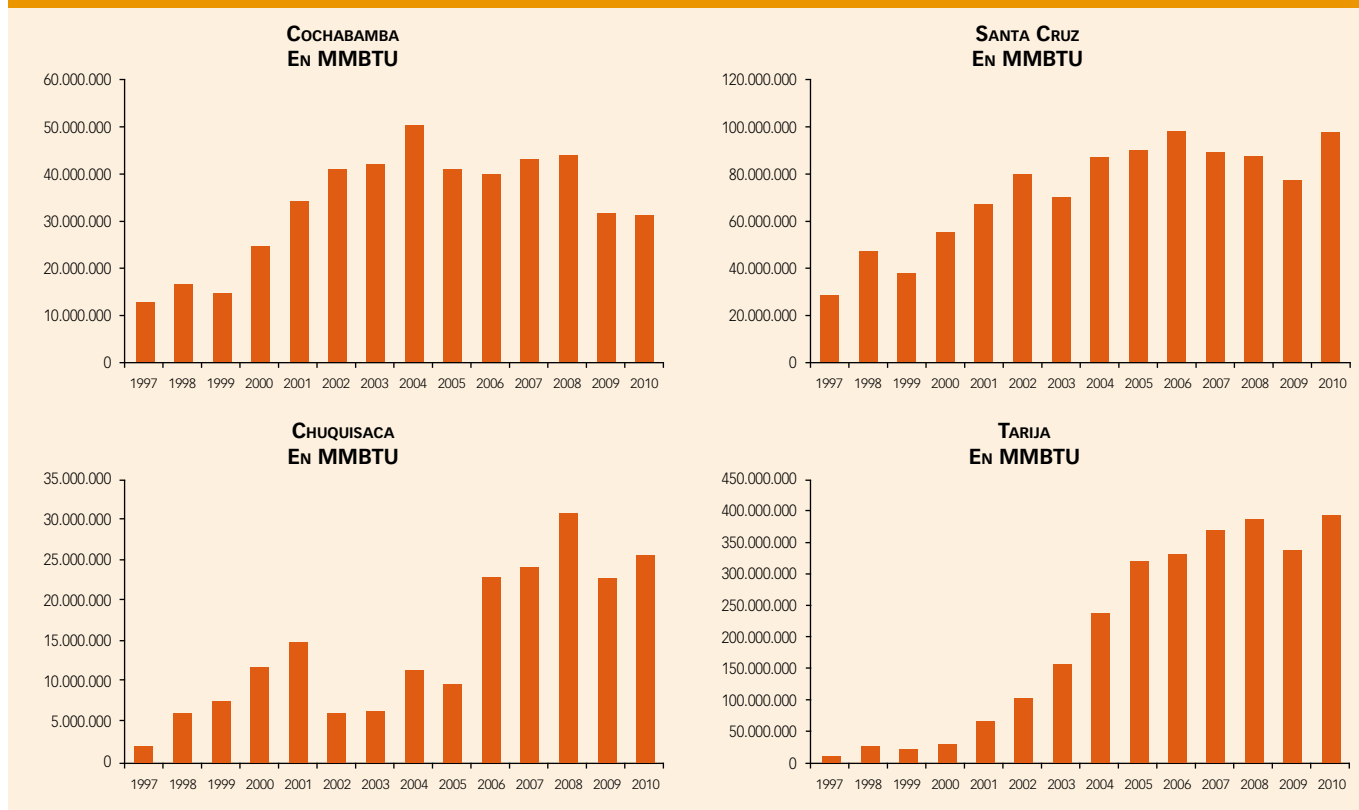
**GRÁFICO 3: RESERVAS NACIONALES DE PETRÓLEO /
CONDENSADO (EN MILLONES DE BARRILES)**



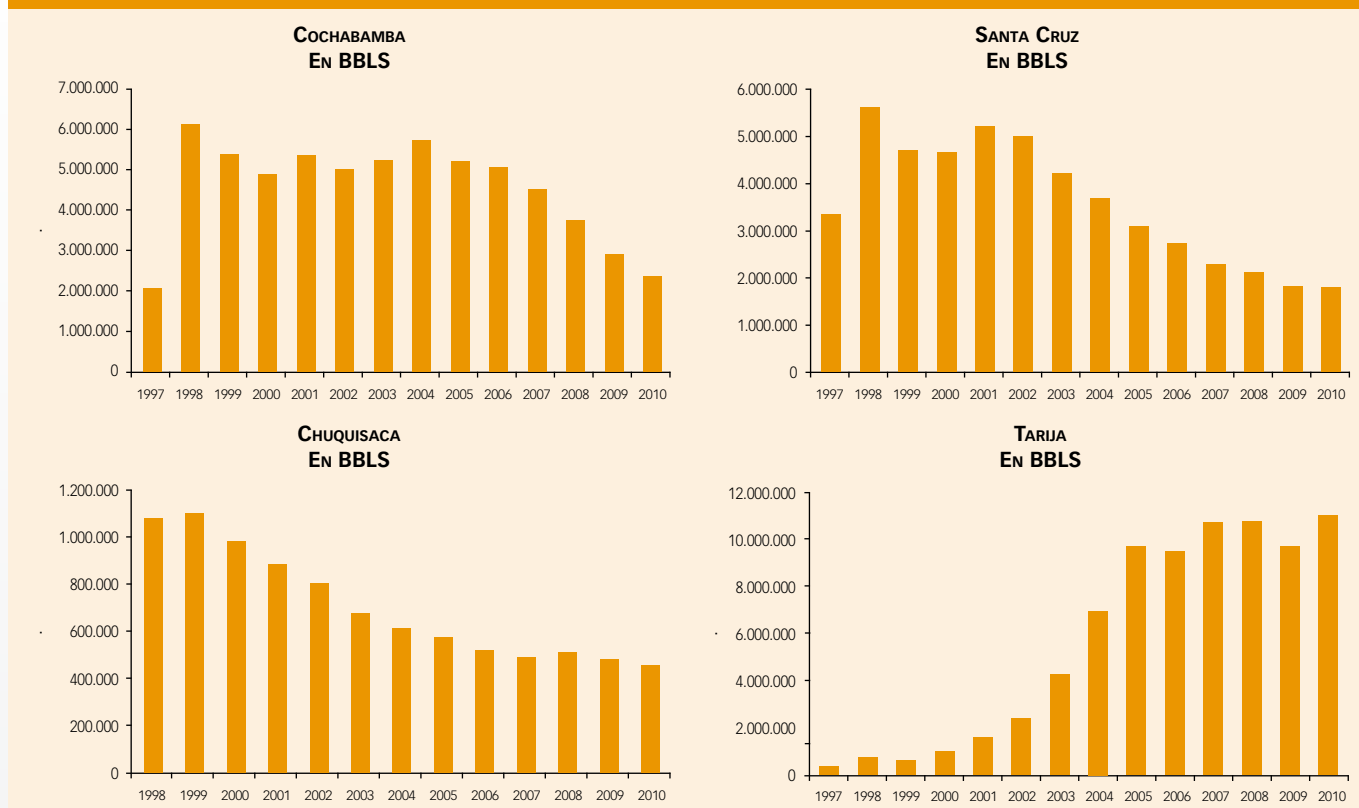
Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

Respecto a volúmenes de producción registrados durante este periodo, se pueden observar importantes incrementos, tanto en cuanto a gas natural como a petróleo (ver Gráficos N° 4a y 4b).

Uno de los principales motivos para estos incrementos fue el régimen fiscal establecido en la Ley de Hidrocarburos N°1689, que dispuso que los campos con nuevos descubrimientos estaban sujetos a un pago de 18% de regalías y participaciones a favor del Estado, mientras que los campos existentes que se encontraban produciendo al momento de la promulgación de esta ley debían pagar 50% del valor de los hidrocarburos al Estado, ya que la mayoría de estos campos habían recuperado gran parte de las inversiones efectuadas.

GRÁFICO 4A: PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL


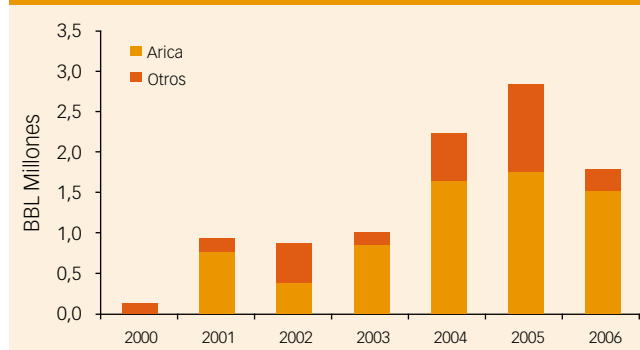
Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

GRÁFICO 4B: PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO


Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

Junto con los incrementos en la producción de petróleo se incrementaron también las exportaciones de este hidrocarburo por el puerto de Arica y por el sur del país, principalmente. Estos volúmenes exportados, además, correspondían a los excedentes que quedaban luego de cubrir el abastecimiento del mercado interno (ver Gráfico N°5).

GRÁFICO 5: EXPORTACIONES DE PETRÓLEO 2000 - 2006

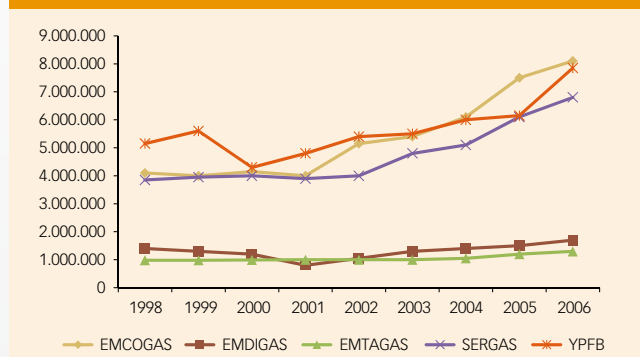


Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

En el caso de la actividad de refinación, durante este periodo se construyeron tres nuevas refinерías: Oro Negro, Reficruz y Parapetí. Sin embargo, las capacidades instaladas de las mismas no superaban los 4.000 barriles/día, frente a más de 43.000 barriles/día de capacidad de aquellas que fueron privatizadas.

Con relación a la actividad de distribución de gas natural por redes, la misma fue concesionada a empresas privadas para la extensión de redes primarias y secundarias en los departamentos de Cochabamba, Santa Cruz, Chuquisaca y Tarija. Por su parte, YPFB era responsable de la instalación de redes en los departamentos de La Paz, Oruro y Potosí. Como se observa en el Gráfico N° 7, las ventas históricas de gas natural para la distribución por redes crecieron significativamente a partir de la gestión 2001.

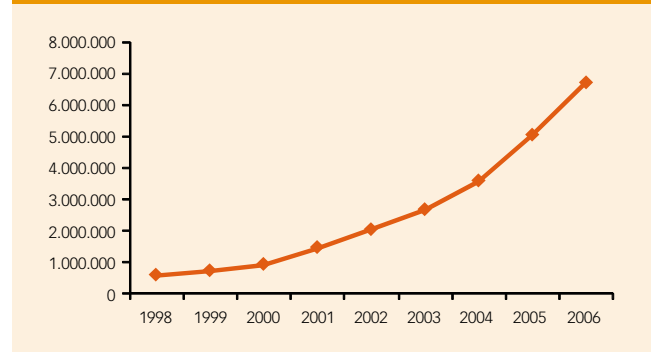
GRÁFICO 6: VENTAS DE GAS NATURAL POR REDES EN BOLIVIA



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía

De igual forma, se incrementó el número de estaciones de servicio para el abastecimiento de combustibles y la venta de gas natural vehicular (GNV). Ambas tuvieron el siguiente comportamiento (ver Gráfico N° 7):

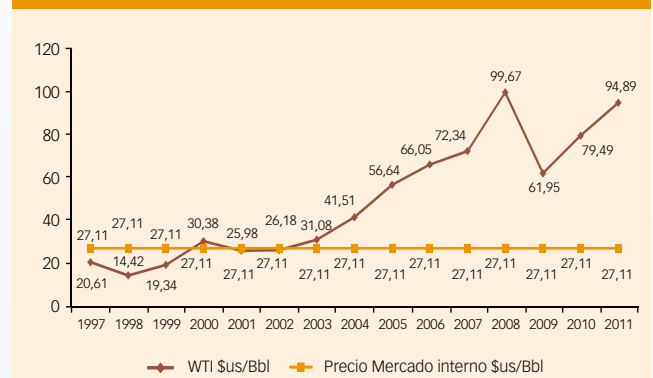
GRÁFICO 7: VOLÚMENES COMERCIALIZADOS DE GNV (MPCS)



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

Finalmente, otra política importante aplicada durante este periodo fue el congelamiento del precio del petróleo destinado al mercado interno, fijado en 27,11 dólares por barril (\$US/Bbl), mediante Decreto Supremo 27691, de agosto de 2004. Esta medida permitió mantener congelados los precios finales al consumidor de los principales combustibles líquidos, como ser gasolina, diesel oil y GLP. Sin embargo, la diferencia entre el precio fijo establecido y las cotizaciones internacionales del petróleo se ha ido incrementando a lo largo del tiempo, generando mayores erogaciones por parte del Gobierno nacional por concepto de importaciones y subvención de combustibles líquidos, que actualmente son deficitarios en el mercado nacional (ver Gráfico N° 8).

GRÁFICO 8: PRECIO INTERNACIONAL DE CRUDO WTI Y PRECIO EN MERCADO INTERNO (EN \$US)



Fuente: Precio WTI: Organización Americana de Energía <http://www.eia.doe.gov>

PROCESO DE NACIONALIZACIÓN (2006 – 2012)

Si bien durante el proceso de capitalización se generaron grandes incrementos de producción de hidrocarburos, con el propósito de cumplir el contrato de exportación de gas natural a Brasil, a partir de la gestión 2002 empezó a generarse entre los principales sectores sociales cierto malestar por algunas condiciones comerciales, políticas y económicas que estaban siendo o iban a ser aplicadas en el sector hidrocarburos.

Uno de los principales reclamos era el bajo nivel de ingresos por renta que recibía el Estado por concepto de regalías y participaciones, ya que la mayoría de los campos productores eran clasificados como nuevos y pagaban una renta de 18%, distribuida entre los departamentos productores, departamentos de Beni y Pando y YPFB. En estos casos, las empresas petroleras se quedaban con el 82% restante.

Otra molestia generada al interior de la población fue la posible implementación de un proyecto de GNL (gas natural licuado) para su exportación a países de Norteamérica a través de un puerto chileno, no sólo por ser Chile el país con el cual Bolivia tiene su problema de enclaustramiento marítimo, sino por el bajo precio de venta que en ese entonces se estaba negociando, el cual bordeaba los 60 centavos de dólar por millar de pie cúbico.

Todos estos reclamos derivaron en protestas sociales, conocidas como la “Guerra del Gas”, producidas en octubre de 2003, cuyo resultado fue la renuncia del entonces presidente de la República, Gonzalo Sánchez de Lozada, y la convocatoria nacional a un referéndum vinculante que definiera nuevas condiciones para el desarrollo del sector hidrocarburos en el país.

En julio de 2004, el pueblo soberano, a través de referéndum, decidió, entre otros aspectos, la recuperación de la propiedad de los hidrocarburos a favor del Estado, la no exportación de gas natural por medio de un puerto chileno y la percepción de una

renta petrolera no menor a 50% del valor de todos los hidrocarburos producidos.

Bajo este marco, en mayo de 2005 fue promulgada la Ley de Hidrocarburos N° 3058, durante el gobierno de Carlos Mesa, la misma que abrogó la Ley de Hidrocarburos N° 1689, reconociendo el valor del gas natural y demás hidrocarburos como recursos estratégicos.

El espíritu de esta ley era recuperar la propiedad de todos los hidrocarburos en boca de pozo para el Estado boliviano y la refundación de YPFB, para que esta entidad pueda participar en toda la cadena productiva de los hidrocarburos. Sin embargo, dicha recuperación de la propiedad de los hidrocarburos no se realizó hasta la promulgación del decreto supremo de nacionalización de los hidrocarburos (D.S. N° 28701, de mayo de 2006), como se explicará más adelante.

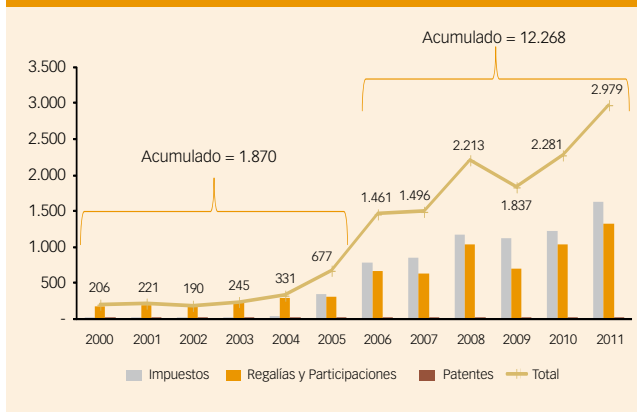
Uno de los aspectos más importantes de la Ley N° 3058 fue la creación del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), que estipulaba que el Estado debía percibir el 32% del valor de la producción fiscalizada en todos los campos productores.

Por lo tanto, el régimen fiscal aplicado al upstream, a partir de la gestión 2005, es el siguiente:

- **Regalía departamental** 11%
- **Regalía nacional compensatoria** 1%
- **Participación TGN** 6%
- **Impuesto Directo a los Hidrocarburos** 32%
- Total** 50%

De esta manera, el Gobierno nacional garantizó un nivel de renta petrolera de 50% a favor del Estado. A continuación se muestra un gráfico de recaudaciones por concepto de regalías, participaciones e impuestos de los últimos 12 años:

**GRÁFICO 9: INGRESOS PARA EL ESTADO
(EN MILLONES DE DÓLARES)**



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía

A partir del año 2005, y como resultado de la creación del IDH, los niveles de renta percibidos se incrementaron de manera significativa, llegando el año 2011 alrededor de 2.979 millones de dólares.

Luego de la promulgación de la Ley N° 3058, en fecha 1° de mayo de 2006, fue publicado el D.S. N° 28701, de Nacionalización de los Hidrocarburos “Héroes del Chaco” que, de acuerdo con el mandato del referéndum vinculante del 18 de julio de 2004, recupera la propiedad, la posesión y el control total y absoluto de los hidrocarburos y nacionaliza los mismos a favor del Estado (Art. 1). Asimismo, dispone que a partir del 1° de mayo de 2006 las empresas petroleras que en ese entonces realizaban actividades de producción de gas y petróleo en el territorio nacional estaban obligadas a entregar en propiedad a YPFB toda la producción de hidrocarburos, empresa estatal que, a nombre y en representación del Estado y en ejercicio pleno de la propiedad de todos los hidrocarburos producidos en el país, debía asumir su comercialización, definiendo las condiciones, volúmenes y precios, tanto para el mercado interno como para la exportación y la industrialización (Art. 2).

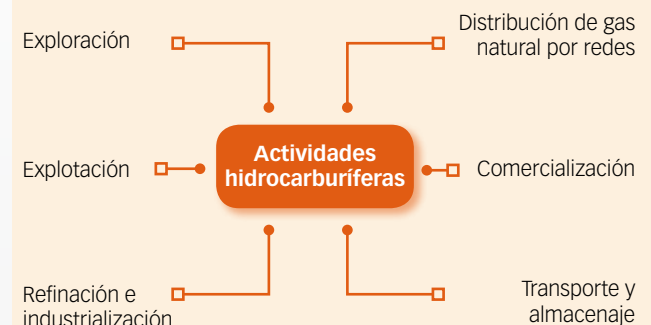
Dicha norma, además, establecía un plazo de 180 días para que las compañías petroleras regularizaran su actividad y suscribieran contratos que cumplan las condiciones y requisitos legales y constitucionales. En este sentido, se dispuso también que YPFB no podría ejecutar contratos de explotación de hidrocarburos sin ser antes individualmente autorizados y aprobados por el Poder Legislativo, es decir, por la Asamblea Plurinacional.

Por otra parte, durante el período de transición y hasta la firma de nuevos contratos, los campos –cuya producción certificada promedio de gas natural del año 2005 hubiera sido superior a 100 millones de pies cúbicos diarios– estaban obligados al pago de 82% a favor del Estado (18% de regalías y participaciones, 32% de Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), y 32% a través de una participación adicional para YPFB), restando el 18% para cubrir costos de operación, amortización de inversiones y utilidades por parte de las compañías. Este régimen temporal fue aplicado de manera directa a los megacampo de San Alberto y Sábalo, hecho que presionó a la empresa operadora de los mismos, Petrobras Bolivia S.A., a renegociar y suscribir nuevos contratos petroleros.

Otro aspecto importante que estableció el Decreto de Nacionalización fue la transferencia en propiedad a YPFB, a título gratuito, de las acciones que tenían los ciudadanos bolivianos en las empresas petroleras capitalizadas Chaco S.A., Andina S.A. y Transredes S.A., y que formaban parte del Fondo de Capitalización Colectiva. De igual forma, se dispuso la nacionalización de las acciones necesarias para que YPFB controle como mínimo el 50% más 1 en las empresas Chaco S.A., Andina S.A., Transredes S.A., Petrobras Bolivia Refinación S.A. y la Compañía Logística de Hidrocarburos de Bolivia S.A.

Es así que YPFB quedó a cargo de la operación de todas las actividades de la cadena de hidrocarburos, como se observa en el siguiente gráfico:

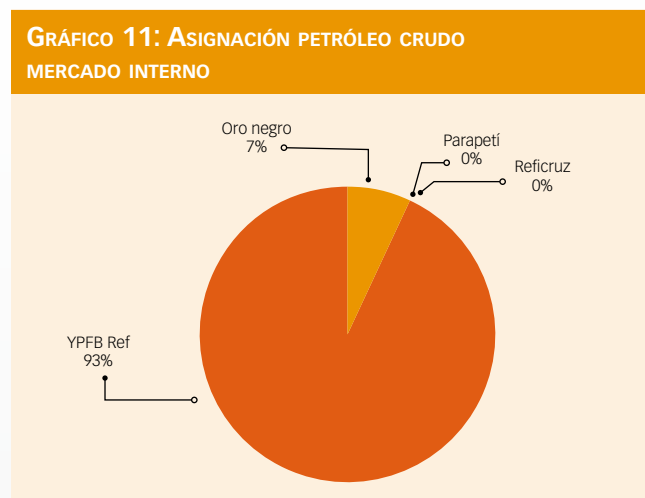
GRÁFICO 10: CADENA DE HIDROCARBUROS



Asimismo, y como resultado del D.S. N° 28701, de octubre de 2006, YPFB suscribió 44 contratos de operación aprobados por el Congreso de la República, consistentes en el pago de una retribución a la empresa operadora que permita cubrir los costos en que se había incurrido y obtener una utilidad por los servicios prestados para la exploración y producción de hidrocarburos.

Posteriormente, en mayo de 2007, YPFB asume toda la comercialización de hidrocarburos producidos en campo destinados tanto al mercado interno como a la exportación. Bajo este marco, se convierte en el único sujeto de pago de regalías, participaciones e impuestos por la producción de hidrocarburos.

Un mes después, en junio de 2007, luego de un proceso de negociación entre YPFB y Petrobras Bolivia Refinación, se compran las refinerías “Gualberto Villarroel” (Cochabamba) y “Guillermo Elder Bell” (Santa Cruz) a favor del Estado, en \$us 112 millones. Actualmente, YPFB Refinación S.A. procesa más de 90% de la producción nacional de petróleo (ver Gráfico N° 11). Esta empresa fue la primera en ser recuperada por el Gobierno nacional.



Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

Más adelante, y ante la dificultad de recuperar las otras empresas capitalizadas y privatizadas, en marzo de 2008 se publicó el D.S. 29486, que estableció el 30 de abril de 2008 como fecha definitiva para concluir negociaciones, suscribir documentos de transferencia y acuerdos necesarios para la recuperación de estas empresas, conforme a lo dispuesto en el D.S. N° 28701. Este mismo decreto dispuso que los accionistas de

las empresas petroleras Chaco, Andina, Transredes y CLHB debían suscribir con YPFB hasta esa fecha los documentos mencionados. Asimismo, se debía respetar el patrimonio de estas sociedades, manteniendo la participación que éstas tienen en otras sociedades, sean nacionales o extranjeras.

Sin embargo, al no existir avances en las negociaciones, en fecha 1° de mayo de 2008 se promulgó un nuevo decreto supremo (N° 29541), con el objeto de concretar la adquisición por parte del Estado boliviano de al menos 50% más 1 de las acciones nacionalizadas del paquete accionario de la empresa petrolera Chaco Sociedad Anónima y de Transredes (Transporte de Hidrocarburos Sociedad Anónima), además de establecer las condiciones de esta transferencia.

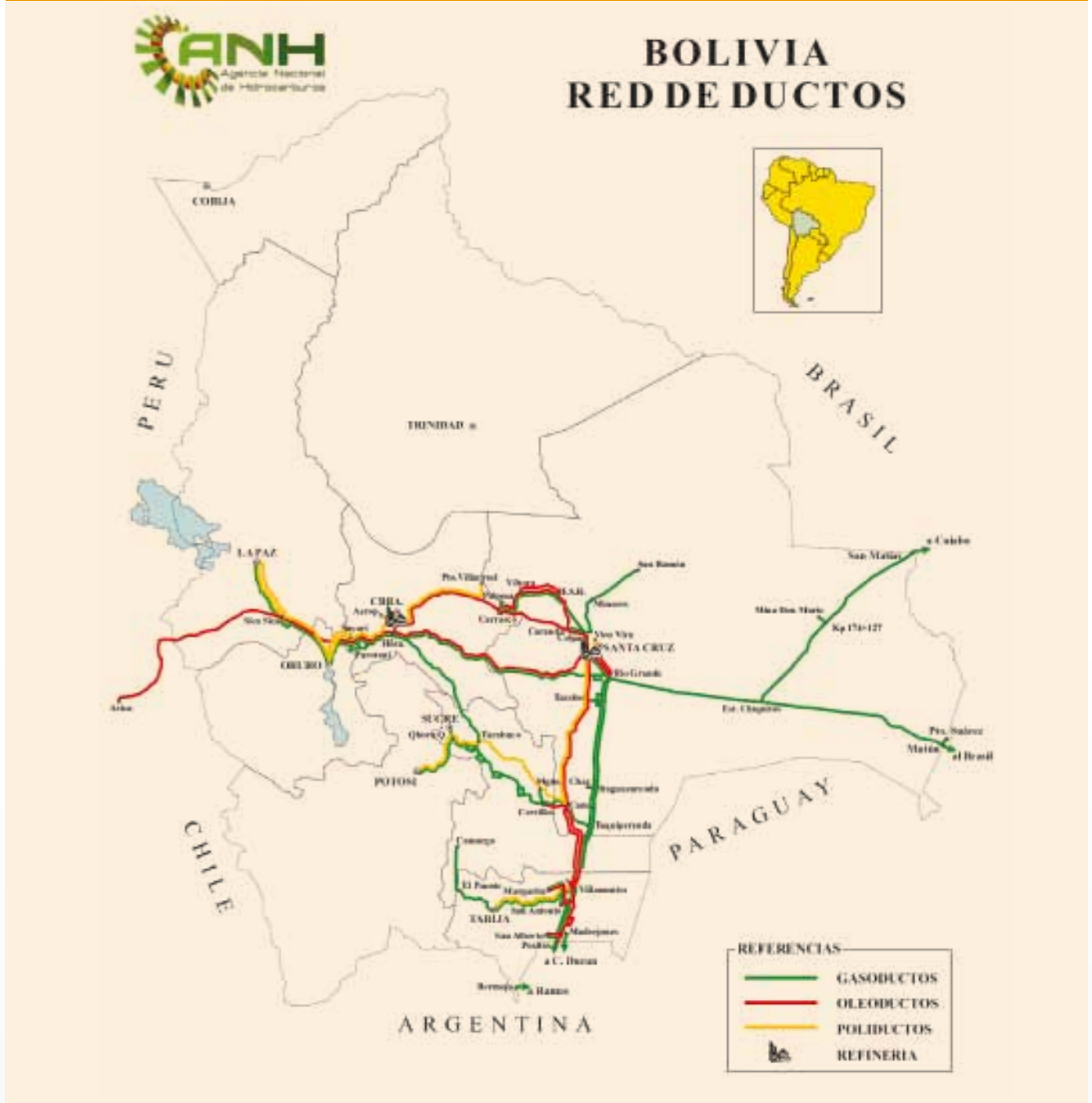
En consecuencia, dicho decreto dispuso que, para garantizar el control y dirección de ambas empresas, YPFB debía adquirir las acciones tanto de Transredes como de Chaco, en las siguientes cantidades y precios establecidos:

CUADRO 2: ACCIONES DE TRANSREDES Y CHACO S.A.

Propietario	Número de acciones	Precio por acción \$US	Monto total \$US
TR Holdings LTDA	263.429	48	12.644.592
Amoco Bolivia Oil & Gas AB	167.271	29	4.850.859

A pesar de la promulgación de esta normativa, la negativa de ambas empresas a la venta de acciones a favor de YPFB se mantuvo, motivo por el cual, en fecha 2 de junio de 2008, el Gobierno boliviano nacionalizó a favor del Estado la totalidad de las acciones que correspondían a TR Holdings Ltda. en el capital social de Transredes (D.S. N° 29586), recuperando de esta manera el control de los gasoductos y oleoductos del país (Mapa N° 2).

MAPA 2: RED DE GASODUCTOS Y OLEODUCTOS



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Asimismo, en fecha 23 de enero de 2009, mediante D.S. N° 29888, se nacionalizó la totalidad de las acciones que correspondían a Amoco Bolivia Oil & Gas AB en la empresa petrolera Chaco S.A. Con esa transferencia, YPFB adquirió el 99% de las acciones de Chaco S.A., lo que le dio potestad para operarla y administrarla.

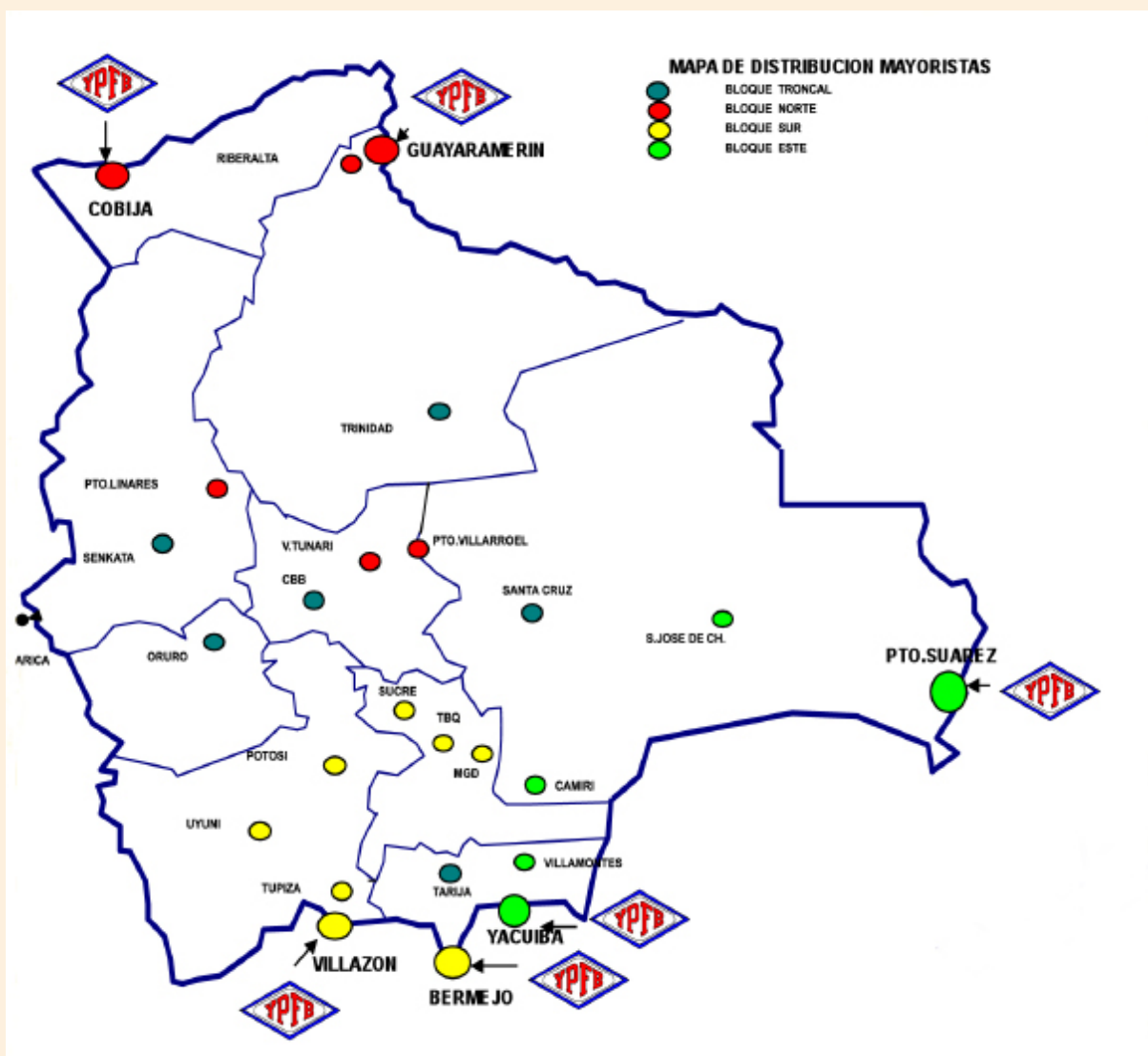
En el caso de la Compañía Logística de Hidrocarburos Bolivia S.A. (CLHB), se promulgó el D.S. N° 29542, de mayo de 2008, con el fin de concretar la adquisición por parte del Estado boliviano de 100% de las acciones nacionalizadas del paquete accionario y establecer las siguientes condiciones de transferencia:

CUADRO 3: ACCIONES DE LA COMPAÑÍA LOGÍSTICA DE HIDROCARBUROS BOLIVIA S.A.

Propietario	Número de acciones	Precio por acción \$US	Monto total \$US
Oil tanking Investments Bolivia S.A.	335,340	59,88	20.080.159
Graña y Montero S.A.	1	59,88	59,88
GMP S.A.	1	59,88	59,88

De este monto, YPFB dedujo la deuda contraída por la sociedad CLHB con el Banco de Crédito de Bolivia S.A., cuyo saldo deudor de capital a esa fecha era de 8 millones de dólares, quedando un saldo total a pagar a la sociedad de aproximadamente 12 millones. Con esta medida YPFB recuperó también el sistema de transporte por poliductos y las plantas de almacenaje de combustibles líquidos a nivel nacional (Mapa N°3).

MAPA 3: PLANTAS DE ALMACENAJE DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Finalmente, con relación a la empresa Andina S.A., en fecha 15 de octubre de 2008 Repsol YPF firmó un acuerdo con YPFB para iniciar la gestión compartida en YPFB-Andina, en la que la petrolera hispano-argentina se quedó con una participación minoritaria, mientras que YPFB, hoy en día, participa en 50% + 1.

Según el acuerdo firmado, el directorio de la sociedad está conformado por cinco miembros de YPFB y dos de Repsol. En cuanto a los gerentes, 10 de ellos deben ser propuestos por la estatal boliviana y siete por la empresa española.

De esta manera se recuperaron las empresas que fueron capitalizadas y privatizadas durante los años noventa. Finalmente, y habiendo asumido YPFB las actividades de exploración y explotación a través de la

firma de contratos de operación, además del transporte, refinación, almacenaje y comercialización de los hidrocarburos, solamente faltaba asumir la actividad de distribución de gas natural por redes. En este sentido, a partir de abril de 2009, YPFB asumió la distribución de gas natural por redes en el territorio nacional, al haber concluido las concesiones de las empresas EMCOGAS (Empresa Cochabambina de Gas), EMDIGAS (Empresa Distribuidora de Gas Sucre) y SERGAS (Empresa de Servicios de Gas Santa Cruz).

La única empresa que aún continúa desarrollando esta actividad, además de YPFB, es la Empresa Tarijeña de Gas (EMTAGAS), en el departamento de Tarija, que es una sociedad conformada por la gobernación departamental, la universidad pública y en menor proporción YPFB.

4

SITUACIÓN ACTUAL

Producción de hidrocarburos

Como se observa en los Gráficos 4a y 4b, tres de cuatro departamentos productores de petróleo presentan decrementos significativos durante los últimos años. En cuanto a la producción de gas natural, solamente el departamento de Tarija presenta un crecimiento importante de su producción, debido al descubrimiento de los principales megacampo productores en esta región. La mayoría de los campos ha reducido su producción como resultado de una declinación natural del campo.

Los únicos descubrimientos importantes de nuevos yacimientos corresponden a los campos de Aquio, e Incahuasi. Aparte de ellos, no han existido nuevas declaratorias comerciales de campos productores, hecho que preocupa ante la urgente necesidad de contar con la producción necesaria que permita garantizar el abastecimiento del mercado interno, así como el cumplimiento de los contratos de exportación.

En el caso del gas natural destinado a satisfacer la demanda nacional, se debe mencionar que durante la gestión 2012 serán concluidos varios proyectos de expansión de capacidad de transporte, a fin de garantizar el suministro de dicho hidrocarburo. Entre ellos se encuentran las ampliaciones de los gasoductos al Altiplano (Fase 3b), Carrasco-Cochabamba y Villamontes - Tarija.

Por su parte, en el caso del petróleo, y ante la ausencia de campos productores de crudo necesario para la generación de diesel oil destinado al mercado nacional, la empresa estatal ha tenido que incrementar las importaciones de este combustible, además de algunos volúmenes de gasolina de alto octanaje y GLP.

Para la gestión 2012 se espera un incremento de producción importante del megacampo Margarita, que derivaría en mayores volúmenes de petróleo condensado y, por lo tanto, de gasolinas, cuya importación ya no sería necesaria. Con relación al GLP, se espera que en cuanto las plantas separadoras de licuables sean implementadas en Río Grande (2013) y Gran Chaco (2014) el país llegará incluso a ser exportador de ese combustible. No obstante, seguirá siendo necesaria la importación de diesel oil, ya que la calidad del petróleo producido en Bolivia no permite la obtención de mayores volúmenes de este carburante.

Certificación de reservas

Luego de haber sido observada la empresa Degolyer & Macgnaughton durante la gestión 2005, el país no contó con una nueva certificación de reservas hasta el 1° de enero de 2010. Esta nueva certificación fue realizada por la empresa Ryder Scott, y presentó datos de certificación al 2009 (ver Cuadro N° 4).

CUADRO 4: CERTIFICACIÓN DE RESERVAS (ESTUDIO RYDER SCOTT)

Empresa	Probadas (P1)				Probables (P2)			Gas Natural 2P = (P1+P2)
	Gas natural	Petróleo	Condensado		Gas natural	Petróleo	Condensado	
	TCF	%	MM BLS		TCF	MM BLS	MM BLS	
PETROBRAS BOLIVIA	5,4	54%	0	108.019	1,3	0	26.631	6,6
REPSOL E&P	2,1	21%	4.293	63.739	1,6	6.947	50.930	3,7
TOTAL E&P	0,8	8%	0	14.341	0,18	0	3.378	1,0
YPFB CHACO	0,7	7%	1.921	7.203	0,37	256	6.905	1,1
YPFB ANDINA S.A.	0,5	5%	277	4.597	0,23	0	2.455	0,7
PLUSPETROL BOL	0,2	2%	788	585	0,02	0	82	0,2
PETROBRAS ENERGÍA	0,1	1%	1.011	347	0,01	0	347	0,1
VINTAGE PETROLEUM	0,1	1%	0	265	0,03	0	187	0,1
BG BOLIVIA	0,1	1%	0	1.124	0,01	0	16	0,1
MATPETROL S.A.	0	0%	1.299	0	0	81	0	0,0
TOTAL	9,98	100%	9.589	200.220	3,70	7.284	90.931	13,7

Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

Como se observa, existe una diferencia significativa entre la certificación de reservas emitida en enero de 2005 y esta última, emitida por la empresa Ryder Scott. En el caso de las reservas probadas de gas natural, se redujeron de 26,7 a casi 10 TCF's. Las reservas probables, por su parte, disminuyeron de 22 a 3,7 TCF's, mientras que las posibles presentaron un decremento de 15,2 a 13,7 TCF's.

El principal argumento que explicaría la notoria diferencia de volúmenes certificados se refiere a la metodología de certificación aplicada por ambas empresas especializadas y la falta de reposición de reservas por parte de las empresas petroleras que

operan en Bolivia. Pero lo que más preocupa es que actualmente el total de reservas probadas y probables, que llegan a ser las más seguras para el país y que totalizan un volumen de 13,69 TCF's, no cubrirían el requerimiento total de 14,7 TCF's necesarios para garantizar el abastecimiento del mercado interno, la ejecución de proyectos de industrialización y la exportación de gas natural hasta el año 2026.

Contratos de exportación

Además del contrato de exportación de gas natural a la República Federativa del Brasil, suscrito el año 1996, durante el periodo de la nacionalización se suscribió un nuevo contrato con la República Argentina (Mapa N° 4).

MAPA 4: MAPA DE EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL A LA REPÚBLICA ARGENTINA



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Este contrato fue suscrito entre YPF y la Empresa Nacional Argentina S.A. (ENARSA), en octubre de 2006, por un periodo de 20 años, a partir del 1° de enero de 2007, y comprende la compra-venta de los siguientes volúmenes:

CUADRO 5: VOLÚMENES CONTRACTUALES

AÑO	VOLUMEN (MMmcd)
2007	7,70
2008-2009	Hasta 16,0
2010-2026	27,70

Fuente: Elaboración propia con base en datos del contrato de compra y venta de gas natural a Argentina

De acuerdo con las condiciones contractuales establecidas, Bolivia debió entregar un volumen de 27,7 MMmcd (millones de metros cúbicos por día) a partir de la gestión 2010; sin embargo, debido a la ausencia de inversiones en el sector y al incumplimiento en el cronograma de entregas establecidas con la República Argentina, se tuvo que renegociar este contrato durante la gestión 2010 para la reprogramación de volúmenes, entre otros aspectos. Como resultado de esa renegociación, en fecha 26 de marzo de 2010 se firmó una adenda entre YPF y ENARSA, con el siguiente nuevo cronograma de entregas descrito en el Cuadro N° 6.

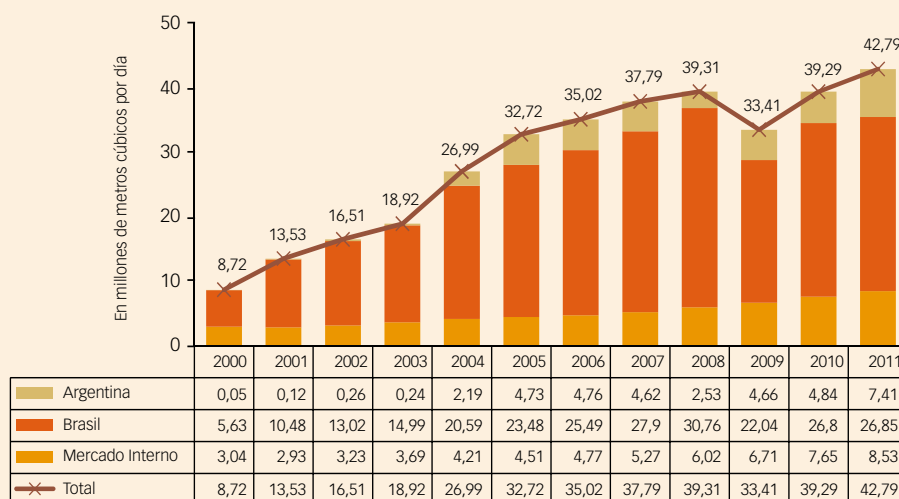
CUADRO 6: VOLÚMENES CONTRACTUALES-ADENDA DEL 26 DE MARZO DE 2010

AÑO	VOLUMEN MMmcd
2010	7,7
2011	11,3
2012	13,6
2013	15,9
2014	19,0
2015	20,7
2016	23,4
2017	23,9
2018	24,6
2019	25,1
2020	25,7
2021 hasta 2026	27,7

Fuente: Elaboración propia con base en datos de la adenda al contrato de compra y venta de gas natural a Argentina

De acuerdo con el último cronograma establecido, el volumen de entrega de gas natural a Argentina para la gestión 2011 debía mantenerse en el orden de 11,3 MMmcd; no obstante, durante esa gestión el volumen promedio de exportación a ese país fue de 7,41 MMmcd, nivel que se encuentra incluso por debajo del establecido para la gestión 2010 (ver Gráfico N° 12).

**GRÁFICO 12: VOLÚMENES DE GAS NATURAL COMERCIALIZADOS POR DESTINO
(EN MILLONES DE MÉTROS CÚBICOS DIARIOS)**



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía

El hecho de no alcanzar los niveles máximos de exportación establecidos contractualmente repercute también en una menor generación de ingresos económicos para el país, debido a que el mejor precio de exportación de gas natural ha sido establecido en este contrato.

Importación de combustibles líquidos y subvención

Como se mencionó anteriormente, durante los últimos años el país ha estado importando mayores volúmenes de diesel oil, gasolinas y GLP, a pesar de ser un importante exportador de gas natural, lo que ha generado que el Tesoro General de la Nación erogue importantes recursos económicos destinados a cubrir la subvención por el diferencial de precios (ver Cuadro N° 7).

CUADRO 7: SUBVENCIÓN DE COMBUSTIBLES

(EN MILLONES DE DÓLARES AMERICANOS)

Producto	2010	2011
Gasolina (M3)	59,05	138,95
GLP (TM)	18,42	39,15
Diesel Oil (M3)	281,63	464,95
Total	359,10	643,05

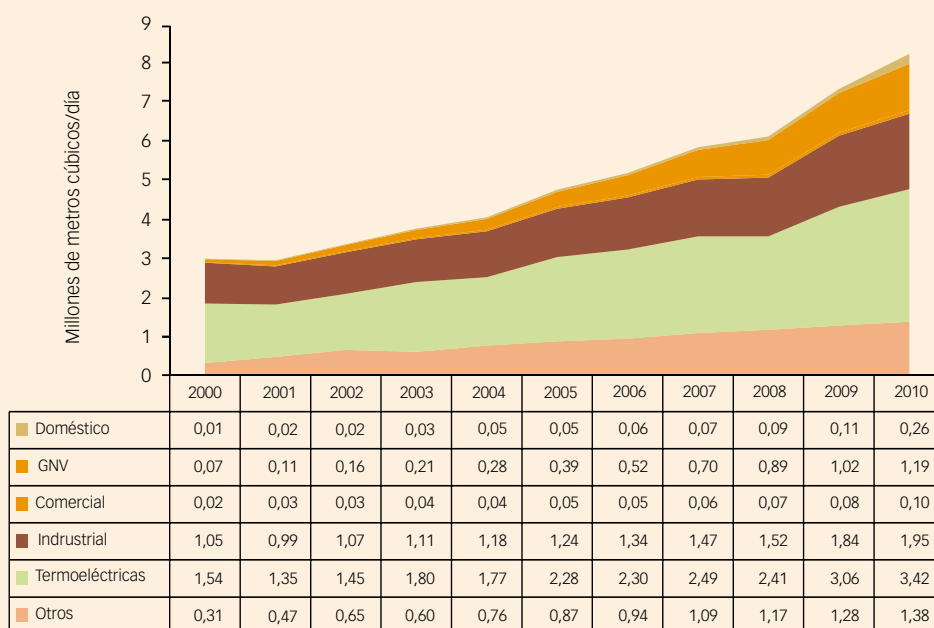
Se estima que para la gestión 2012 el monto destinado a la subvención de combustibles superará los 700 millones de dólares.

Masificación del uso de gas natural

Entre las políticas adoptadas por el Gobierno nacional para reducir el nivel de las importaciones de combustibles líquidos se encuentra la masificación del uso de gas natural, que consiste prácticamente en remplazar el consumo de gasolina, diesel oil y GLP por gas natural. En este sentido, YPFB está priorizando la extensión de redes nacionales de distribución de gas natural domiciliario, las mismas que permitirán remplazar el uso de garrafas de GLP. Sin embargo, el consumo de este sector aún no es lo suficientemente significativo. Como se observa en el Gráfico N°13, el mayor consumidor en el mercado interno es el sector termoeléctrico, seguido del sector industrial.

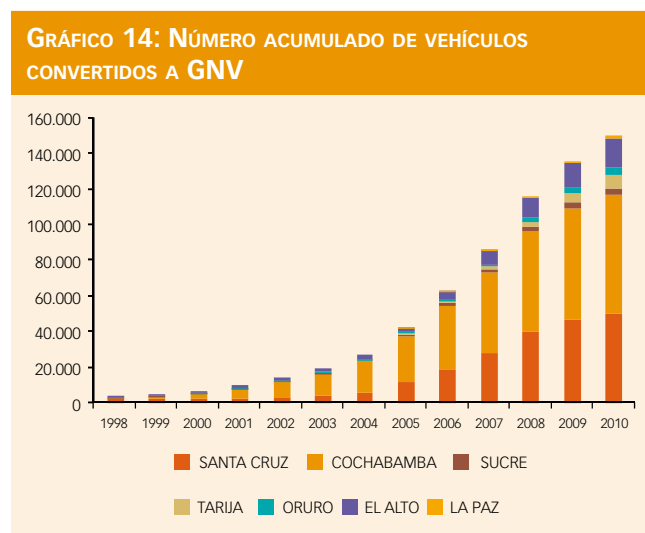
Por otra parte, durante los últimos años, también se observa un crecimiento significativo en el consumo de Gas Natural Vehicular (GNV), debido a la política de conversión vehicular, consistente en remplazar el uso de combustibles líquidos (gasolina y diesel oil) por gas natural. Para este fin, durante la gestión 2011 se creó la

GRÁFICO 13: CONSUMO DE GAS NATURAL POR SECTOR - MERCADO INTERNO
(EN MILLONES DE METROS CÚBICOS POR DÍA)



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

Entidad Ejecutora de Conversiones a GNV, como la principal responsable de la implementación de esta política. Actualmente, se ha priorizado al sector de transporte público como el principal beneficiario de esta medida (ver Gráfico N°14).



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

Incentivos para la generación de inversiones

De acuerdo con lo establecido en la Ley de Hidrocarburos N° 3058 y los Decretos Supremos N° 29130 y N° 676, las áreas reservadas con potencial hidrocarburífero han sido adjudicadas de manera directa a la empresa estatal YPFB, la cual debe buscar al mejor socio o las mejores condiciones para explorar y explotar las mismas, con el objetivo de incrementar los niveles actuales de producción y reservas.

A la fecha, YPFB cuenta con 56 áreas reservadas, cuya situación es la siguiente:

CUADRO 8: SITUACIÓN DE LAS ÁREAS RESERVADAS A FAVOR DE YPFB

Empresa petrolera	Número de áreas	Situación actual
YPFB Petroandina SAM	12	Contrato de exploración y explotación
GTLI	4	Contrato de E&E autorizado por Asamblea
EASTERN PETROGAS	1	Negociación contrato de E&E área Sanandita

Empresa petrolera	Número de áreas	Situación actual
TOTAL/GAZPROM	1	Negociación contrato de E&E área Azero
PLUSPETROL	1	Negociación contrato de E&E área Huacareta
YPF ARGENTINA	3	Convenio de estudio (Yuchan, Capihuazuti, Río Salado).
PETROBRAS	3	Convenio de estudio (San Telmo, Astillero, Sunchal).
PLUSPETROL	3	Convenio de estudio
E&P PETROVIETNAM	3	Convenio de estudio
TOTAL ÁREAS	31	-

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

Como se observa, en el Cuadro N° 7, 31 áreas reservadas de YPFB presentan algún tipo de avance como suscripción o negociación de contrato; sin embargo, hasta el 2012, ningún área reservada ha generado algún tipo de producción, en la mayoría de ellas ni siquiera se han perforado pozos exploratorios. Esta falta de interés por parte de las empresas privadas para invertir en actividades de exploración y explotación podría deberse a una ausencia de incentivos que fomenten el desarrollo del sector hidrocarburos.

Entre los aspectos observados por el sector privado que dificultan la generación de inversiones se encuentran el nivel de renta petrolera que cada campo está obligado a pagar al Estado, el precio congelado del barril de petróleo destinado al mercado interno, los bajos niveles de precios de gas natural destinado al consumo interno y la ausencia de una nueva ley de hidrocarburos que esté acorde con la política de nacionalización y con lo establecido en la nueva Constitución Política del Estado.

Nueva ley de hidrocarburos

Una vez analizado el contexto actual en el que se encuentra el sector hidrocarburos, se hace necesaria la redacción de una nueva ley de hidrocarburos que, en primera instancia, establezca claramente los roles y funciones de cada una de las instituciones involucradas. Por una parte, es imprescindible que la Agencia Nacional de Hidrocarburos asuma de forma inmediata la regulación y fiscalización del upstream, ya que dichas funciones todavía estarían siendo ejercidas

por la empresa estatal, constituyéndose, por lo tanto, en juez y parte de varios procesos operativos, como ser la quema de gas, aprobación de esquemas de inyección de gas natural, certificación de producción fiscalizada y pago de regalías, participaciones e impuestos sobre este volumen, etc. Por otro lado, YPFB debe empezar a funcionar como una empresa regulada y fiscalizada para el desarrollo de todas las actividades de la cadena; debe funcionar bajo licencias de operación emitidas por el ente regulador y cumplir con las mismas medidas de seguridad establecidas para el sector privado.

Asimismo, la nueva ley de hidrocarburos deberá establecer los incentivos necesarios para incrementar las inversiones en actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. Para este propósito se deberá revisar el actual régimen fiscal, así como las

estructuras y las políticas de fijación de precios de los diferentes productos. Dicha normativa, además, deberá establecer un nuevo modelo de contrato de servicios, que se adecue a la Constitución Política del Estado y que también contenga incentivos relacionados con la recuperación de inversiones de aquellas empresas que decidan trabajar en el sector.

Otro aspecto importante serán las políticas que se establezcan para fomentar la industrialización de los hidrocarburos a fin de darles el mayor valor agregado y generar excedentes económicos para el país.

Finalmente, esta nueva ley deberá considerar los aspectos socioambientales necesarios para minimizar los efectos generados por el desarrollo de las actividades de este sector.

El proceso de capitalización, iniciado a mediados de los años 90 con la promulgación de la Ley de Hidrocarburos N° 1689 y la suscripción de nuevos contratos de riesgo compartido, estuvo enfocado principalmente en la generación de inversiones extranjeras que permitieran incrementar los niveles de producción de gas natural; con el fin de dar cumplimiento al contrato de compra-venta que el país suscribió con la República Federativa de Brasil en 1996 y que estableció un volumen máximo de entrega de 30 MMmcd.

Bajo este contexto, se realizaron importantes inversiones en exploración, explotación y transporte para fines de exportación de hidrocarburos, dejando de lado, por lo tanto, la ampliación de capacidades de transporte para el mercado interno, al no considerarse entonces a éste un mercado atractivo.

Si bien durante este proceso se registraron incrementos significativos de la producción de petróleo y gas natural, el mismo efecto no se vio reflejado en las recaudaciones que percibió el Estado por concepto de regalías y participaciones hidrocarburíferas, debido a que la mayoría de los campos productores aportaban 18% del valor de la producción generada.

Bolivia, además de tener el mercado brasileiro comprometido, tenía la posibilidad de incrementar sus mercados, por un lado hacia Argentina, mediante la venta de gas natural y, por otro, a México y Estados Unidos, a través del desarrollo de proyectos de Gas Natural Licuado (GNL).

Un año antes de la nacionalización de hidrocarburos, más precisamente en mayo de 2005, se aprobó la nueva Ley de Hidrocarburos N° 3058, que tiene como principal característica el incremento de la renta petrolera de 18% a 50% como mínimo sobre el valor de producción

fiscalizada a favor del Estado, mediante la creación del IDH, con una alícuota de 32%.

El proceso de nacionalización, por su parte, logró recuperar a favor del Estado boliviano la propiedad de los hidrocarburos y dio a YPFB, como empresa estatal, un rol protagónico para el desarrollo del sector, designándola como única empresa operadora de la cadena de hidrocarburos.

Sin duda, la mayor renta captada por el Estado boliviano, producto de la creación del IDH, el año 2005, es el principal factor que permitió al Estado implementar una serie de programas sociales (bonos) destinados principalmente a sectores pobres de la población.

Sin embargo, no se puede ignorar el escenario de incertidumbre generado con la nacionalización, pues repercutió en una parálisis de inversiones provenientes del sector privado y en un estancamiento de la producción de hidrocarburos.

Asimismo, en ambos procesos –capitalización y nacionalización– los gobiernos de turno no han podido generar los mecanismos suficientes que aseguren la transferencia de ingresos provenientes de la explotación de hidrocarburos al desarrollo de otros sectores de la economía, continuando así en la senda de una economía primario exportadora que ha caracterizado a Bolivia desde su fundación.

El desafío, entonces, será propiciar escenarios e incentivos atractivos que permitan un desarrollo adecuado del sector hidrocarburos, respetando los derechos de la Madre Tierra y diseñando mecanismos que permitan una transferencia de los ingresos obtenidos por la explotación de recursos naturales a incentivar una diversificación económica que beneficie de forma más sostenible a la población en general.