

# Situación del sector hidrocarburos en Bolivia



## Situación del sector hidrocarburos en Bolivia

### FUNDACIÓN JUBILEO

**Director Ejecutivo:** Juan Carlos Núñez V.

**Coordinador General:** Waldo Gómez R.

**Elaboración:** Raúl Velásquez G.

**Edición:** Jorge Jiménez J.

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

**Telefax:** (591-2) 2125177 - 2311074

**E-mail:** fundajub@entelnet.bo

**Casilla:** 5870 La Paz - Bolivia

2011

Publicación realizada con el apoyo de:



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



## Presentación

En los últimos años, el sector hidrocarburífero en Bolivia ha cobrado mayor importancia en la economía nacional y se ha constituido en el pilar fundamental de los ingresos fiscales, tanto para el Gobierno nacional como para los gobiernos subnacionales, en especial a partir de la vigencia del Impuesto Directo a los Hidrocarburos y de la suscripción de los contratos de operación, por lo que resulta importante contar con información clara sobre el comportamiento del sector que permita al pueblo boliviano conocer la forma en que se administra y gestiona el principal recurso natural del país.

Este documento expone la información relativa a los contratos de operación, producción y comercialización de hidrocarburos, pago de regalías e impuestos, retribución del titular y perspectivas del sector bajo los nuevos contratos petroleros aplicados para la exploración y explotación en áreas reservadas a favor de la empresa estatal petrolera de Bolivia. También presenta, de forma sistematizada, la situación actual del sector en las actividades relacionadas con la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos en el país.

En el marco del proyecto de “Monitoreo y Vigilancia de la Cadena de Valor del Sector Hidrocarburos”, Fundación Jubileo tiene el propósito de brindar información a la población, para que los recursos pertenecientes al Estado, con una adecuada vigilancia de actores sociales, sean destinados a mejorar la calidad de vida.

*Fundación Jubileo*

# Índice

**1** Contratos de operación



**2** Producción fiscalizada de hidrocarburos



**3** Comercialización de hidrocarburos



**4** Regalías, participación Tesoro General de la Nación  
e Impuesto Directo a los Hidrocarburos



**5** Participación de YPF



**6** Retribución del Titular



**7** Certificación de reservas y  
necesidad de exploración



**8** Nuevos contratos petroleros



**9** Conclusiones y recomendaciones





## Siglas y abreviaturas

ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
Bbl	Barriles
D.S.	Decreto Supremo
ENARSA	Energía Argentina Sociedad Anónima
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GSA	Gas Supply Agreement
GNPT	Gerencia Nacional de Programas de Trabajo
IDH	Impuesto Directo a los Hidrocarburos
IVA	Impuesto al Valor Agregado
MMBbl/d	Millones de Barriles por día
MMBTU	Millones de Unidades Térmicas Británicas
MMmc/d	Millones de metros cúbicos por día
PETROBRAS	Petróleos de Brasil
PDVSA	Petróleos de Venezuela S.A.
PTP	Programa de Trabajo y Presupuesto
PIB	Producto Interno Bruto
RM	Resolución Ministerial
TCF	Trillón de Pies Cúbicos
TGN	Tesoro General de la Nación
TM/d	Toneladas Métricas por día
\$us/MPC	Dólares por Millar de Pie Cúbico
\$us/Bbl	Dólares por Barril
\$us/TM	Dólares por Tonelada Métrica
VPACF	Vicepresidencia Nacional de Administración y Fiscalización de Contratos
WTI	West Texas Intermediate
YPFB	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos



## Introducción

En los últimos años, el sector hidrocarburos se ha constituido en el principal pilar de la economía boliviana, fundamentalmente por su importancia en los ingresos fiscales. Como consecuencia, el 2007, los montos recaudados por regalías e impuestos pagados por el sector representaban cerca de 56% de la recaudación estatal. El 2010, el sector hidrocarburos tuvo una participación cercana a 7% en el Producto Interno Bruto (PIB) y el gas natural exportado significó 43% del total de las exportaciones efectuadas por Bolivia.

Sin embargo, la importancia del sector se ha traducido en una dependencia, por parte del Gobierno central y de los gobiernos subnacionales, de los ingresos generados por esta actividad, principalmente de regalías e Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH). En esta situación, los recursos que obtienen los diferentes beneficiarios de la renta petrolera debieran asegurar la sostenibilidad de programas y proyectos orientados al desarrollo de sectores no tradicionales de la economía, situación que no ocurre a la fecha.

Resulta igualmente importante considerar que con la creación del IDH, establecido en la Ley de Hidrocarburos N° 3058, de mayo de 2005, no solamente se incrementó considerablemente la participación estatal en la renta petrolera, sino que, además, dicha norma establece la refundación de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), entidad a la que se le asigna el rol principal de ejercer a nombre del Estado la propiedad de los hidrocarburos y representar al mismo en la suscripción de contratos petroleros.

Asimismo, en mayo del 2006, el presidente Evo Morales emitió el Decreto Supremo N° 28701, de Nacionalización de los Hidrocarburos, el mismo que señala que todas las empresas que operan en el país están obligadas a entregar a YPFB toda su producción; de igual manera, expresa que YPFB, a nombre y en representación del Estado boliviano, asume la comercialización de los hidrocarburos, definiendo las condiciones, volúmenes y precios, tanto para el mercado interno como para la exportación e industrialización.

En este contexto, el presente documento se focaliza en las actividades de exploración y explotación generadoras de regalías e IDH, para lo cual analiza: la relación entre el Estado y las empresas petroleras, establecida mediante contratos de operación; el comportamiento de la producción de hidrocarburos y los mercados a los cuales se destina la misma; el precio al cual son comercializados y los ingresos que se generan por su venta; asimismo, se presenta el comportamiento de las regalías e IDH obtenidos por la actividad hidrocarburífera; el documento considera la participación adicional de YPFB en los contratos de operación y la retribución que los titulares perciben; finalmente, se analiza el principal reto a futuro del sector, como son los nuevos contratos petroleros de servicios que, según el Gobierno boliviano, darán respuesta a una imperiosa necesidad de exploración de hidrocarburos, muestra de ello es el modelo de contrato de servicios que actualmente negocia YPFB con algunas empresas petroleras y la reciente suscripción, en junio de 2011, de cuatro nuevos contratos con la empresa petrolera Gas To Liquid International.



# 1

Contratos de  
operación





# 1

El Decreto Supremo (D.S.) N° 28701, de mayo de 2006, de Nacionalización de los Hidrocarburos, estableció que las empresas petroleras que hasta ese momento operaban en Bolivia bajo contratos de riesgo compartido debían migrar, en un plazo no mayor a 180 días, a nuevos contratos petroleros que cumplan con los actuales requisitos legales y constitucionales, razón por la que en octubre de 2006 el Estado boliviano suscribió 44 contratos bajo la modalidad de contratos de operación con 15 empresas petroleras, los mismos que entraron en vigencia a partir del 2 de mayo de 2007.

De los 44 contratos firmados, uno fue devuelto el 2008, quedando 43 contratos de operación vigentes, de los cuales siete corresponden a áreas de exploración y 36 a áreas de explotación, es decir áreas donde ya se venían realizando actividades hidrocarburíferas.

Actualmente, de los 43 contratos suscritos, 29 se encuentran en etapa de producción y el resto en fase de exploración o con declaratoria de fuerza mayor, principalmente por problemas con las comunidades indígenas aledañas a las áreas.

Estos contratos tienen por objeto la realización de las operaciones petroleras por parte de los titulares<sup>1</sup> a su exclusiva cuenta y riesgo, a cambio de recibir una retribución

o pago por sus servicios, entendiéndose por éstas las operaciones de exploración, evaluación, desarrollo, explotación y abandono de campo.

El seguimiento a las operaciones petroleras es efectuado por la estatal YPFB a través de la Vicepresidencia Nacional de Administración y Fiscalización de Contratos (VPACF) y de la Gerencia Nacional de Administración de Contratos (antes Gerencia de Programas de Trabajo).

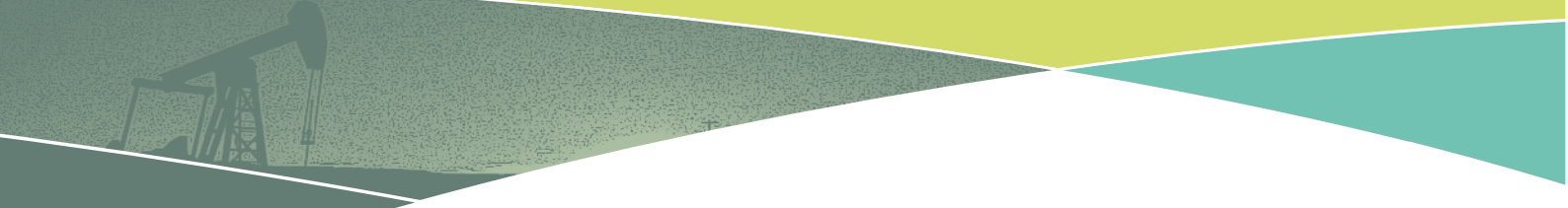
Los contratos de operación establecen que el titular presentará a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos un plan de desarrollo del o los campos dentro del área del contrato. Asimismo y hasta el mes de septiembre de cada año, el titular deberá poner a consideración de YPFB el Programa de Trabajo y Presupuesto (PTP) para la siguiente gestión; ambos instrumentos son utilizados para el seguimiento de las actividades y presupuestos por parte de la estatal petrolera.

En el marco de lo establecido por el Decreto Supremo N° 28701, los hidrocarburos producidos son entregados por el operador<sup>2</sup> de los contratos de operación a YPFB para que ésta, a nombre y en representación del Estado boliviano, asuma su comercialización definiendo volúmenes y precios, tanto para el mercado interno como para el externo.

---

1 Titular es el consorcio conformado por la o las empresas participantes que suscriben el contrato con YPFB.

2 Es una de las empresas participantes que es designada como operador por el titular del contrato.



Los contratos de operación establecen que los ingresos obtenidos por la venta de hidrocarburos netos en punto de fiscalización serán destinados en primera instancia al pago de regalías, participación del Tesoro General de la Nación (TGN) e IDH. Por su parte, del valor remanente, YPFB reconocerá al titular los costos recuperables aprobados por YPFB, en el marco de lo dispuesto en el Anexo D del contrato de operación.

Una vez descontados los costos recuperados, la ganancia resultante será distribuida entre YPFB y el titular, de acuerdo con las tablas de participación establecidas en el Anexo F de los respectivos contratos.

En este sentido, la retribución del titular está conformada por la sumatoria de los costos

recuperables y la ganancia del titular, y es pagada por YPFB de forma mensual.

En este contexto, para efectuar un monitoreo de los contratos de operación es necesario contar con información relativa a las principales actividades programadas en los PTP, relativas a exploración, explotación y desarrollo de campos, así como a los montos invertidos por cada empresa petrolera.

Además de esas consideraciones, y dada la importancia del sector en los ingresos fiscales, resulta necesario que la sociedad civil cuente con información oportuna sobre el pago de regalías e IDH, así como la retribución del titular que es pagada mensualmente a las empresas petroleras.



2

## Producción Fiscalizada de Hidrocarburos



# 2

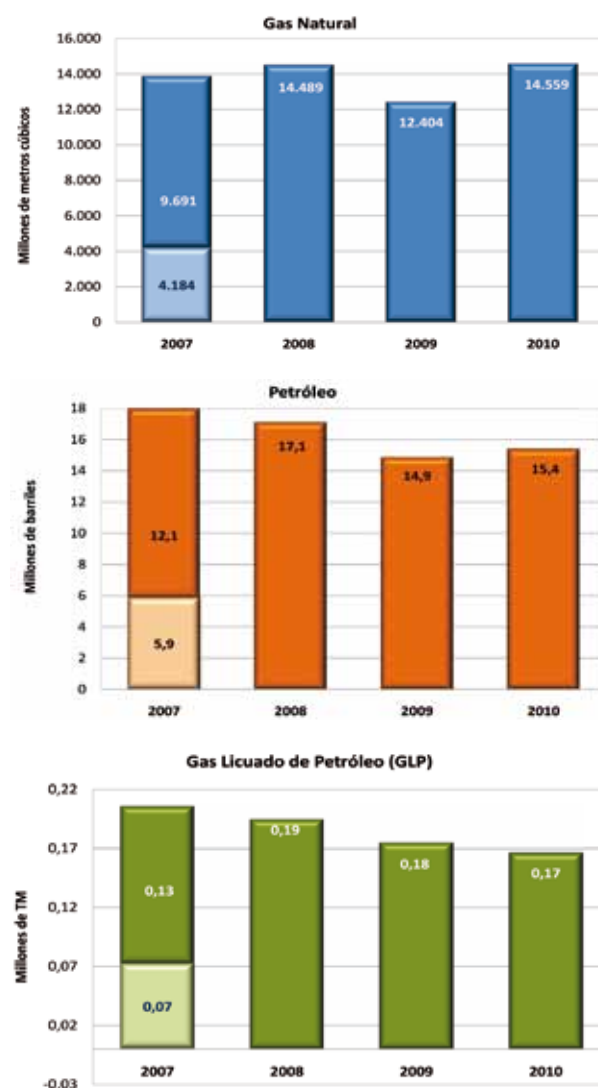
En Bolivia, la producción de hidrocarburos se circunscribe a gas natural y petróleo<sup>3</sup>; asimismo, se tiene una producción de Gas Licuado de Petróleo (GLP, que es extraído en campo y en plantas de refinación). Estos productos son entregados a YPFB por las empresas petroleras que operan en Bolivia, en el marco de lo establecido por el decreto de nacionalización D.S. 28701.

El gráfico N° 1 muestra el comportamiento de la producción fiscalizada de hidrocarburos desde la gestión 2007; sin embargo, para efectos de análisis, el presente documento toma como punto de comparación la producción generada a partir de mayo de 2007, fecha en que entran en vigencia los contratos de operación.

En el mismo gráfico se aprecia que la producción de gas natural ha tenido oscilaciones en el periodo 2007 a 2010; en tanto que la producción de petróleo presenta una tendencia a disminuir, debido principalmente a dos factores: primero, a que en Bolivia ésta se encuentra asociada a la producción de gas natural y, en segundo lugar, a que los campos que son petrolíferos se encuentran en etapa de declinación.

En ambos casos, gas natural y petróleo, durante los últimos años, no se registró actividad exploratoria significativa que permita una reposición de reservas y un posterior incremento de producción.

**Gráfico N° 1**  
**Producción fiscalizada de hidrocarburos**



*Nota: En el caso de la gestión 2007, los datos son a partir de mayo, mes en que entraron en vigencia los contratos de operación.*

*Fuente: Boletines estadísticos de YPFB.*

<sup>3</sup> De acuerdo con la Ley de Hidrocarburos N° 3058, se entiende por petróleo a los hidrocarburos que se presentan en estado líquido, así como la gasolina natural y los hidrocarburos líquidos que se obtienen en los procesos de separación del gas.

Por su parte, el 2008 se observó el mayor nivel de producción de gas natural, explicado por un incremento en la demanda de este energético por parte de Brasil, el principal comprador del gas boliviano, lo que también permitió contar con una mayor producción de líquidos asociados al gas natural.

Sin embargo, durante la gestión 2009, se puede observar una situación contraria caracterizada por una marcada disminución en la demanda de gas natural por parte de Brasil durante varios meses, debido principalmente a una favorable temporada de lluvias en dicho país que les permitió generar mayor energía a través de plantas hidroeléctricas en lugar de las termoeléctricas que utilizan como principal insumo el gas natural.

No obstante, en la gestión 2010, se observó una mejora en la producción de gas natural, en especial a partir de la suscripción de una adenda al contrato de exportación a Argentina en marzo de ese año, aspecto

que otorgó mayor seguridad jurídica a las empresas, en la medida en que este país se constituyó en un mercado seguro para las exportaciones de gas natural; consecuentemente, la producción de petróleo mostró una pequeña mejora; sin embargo, continuó sin poder alcanzar los niveles registrados en años anteriores (ver gráfico N° 2).

Durante las gestiones 2007 y 2008, la producción de gas natural se mantuvo próxima a un promedio de 39 MMmc/d; sin embargo, el 2009, por las razones expuestas, este valor se redujo a 34 MMmc/d, observándose el valor más bajo en diciembre de dicho año con una producción promedio de 30 MMmc/d, tendencia que fue revertida durante el año 2010, con un promedio anual de 40 MMmc/d, siendo el pico más alto el registrado en agosto, cuando la producción promedio alcanzó a 43 MMmc/d.

## Gráfico N° 2

### Producción fiscalizada de hidrocarburos

En millones de metros cúbicos por día y miles de barriles por día



Fuente: Boletines estadísticos de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.



Con relación a la producción de petróleo, la misma muestra una tendencia decreciente, siendo que en julio de 2007 se registró una producción promedio de 51.000 Bbl/d, valor que no fue alcanzado a la fecha. Si bien en agosto de 2010 se registró una producción de 45.000 Bbl/d, al mes de diciembre ésta cayó a 40.000 Bbl/d. La disminución en la producción de petróleo se explica por varias razones: primero porque la mayoría de los campos petrolíferos son antiguos y se encuentran en etapa de declinación; por otra parte, la ausencia de inversiones en los primeros años posteriores a la nacionalización; y, finalmente, por las disminuciones en la producción de gas natural, que también reducen la producción de petróleo condensado asociado.

### Producción por campo

En Bolivia existen 59 campos hidrocarburi-feros que se encuentran comprendidos en los 29 contratos de operación que entregaron toda su producción a YPFB en el periodo 2007–2010, entre los cuales destacan tres

clasificados como “megacampos” por la cantidad de reservas con las que cuentan, éstos son: Sábalo, San Alberto y Margarita, los cuales aportan con más de 60% a la producción nacional, como se muestra en el gráfico N° 3.

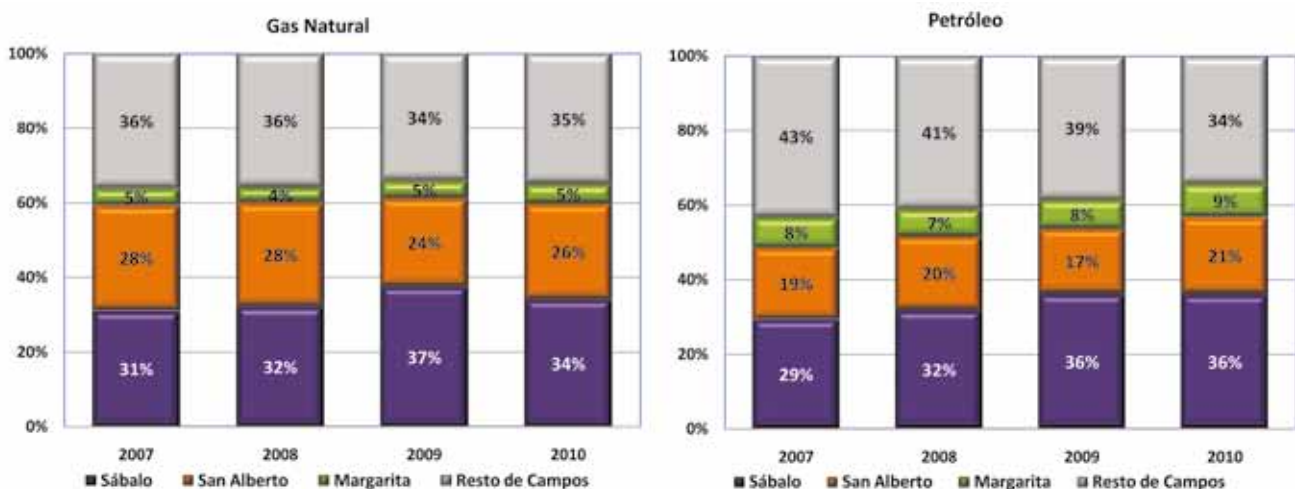
En el gráfico sobre participación de megacampos en la producción de hidrocarburos se observa el importante aporte a la producción del campo Sábalo, perteneciente al Contrato San Antonio<sup>4</sup>, seguido en importancia por el campo San Alberto; si bien el campo Margarita muestra una participación relativa aún pequeña, esto se debe a que aún no ha desarrollado todo su potencial, situación que se prevé se logre a partir del año 2014, cuando la producción alcance a 14 MMmc/d, de acuerdo con información de YPFB.

### Producción por departamento

La producción de hidrocarburos en Bolivia se ha desarrollado en las denominadas zonas tradicionales, que comprenden los departamentos de Tarija, Santa Cruz, Cochabamba y Chuquisaca; si bien desde 2007 se ha inicia-

#### Gráfico N° 3

#### Participación de megacampos en la producción de hidrocarburos En porcentajes



Fuente: Elaboración propia con base en datos de YPFB.

4 Contrato de operación suscrito entre YPFB y YPFB Andina S.A. (50%), Total E&P Bolivie (15%) y Petrobras Bolivia S.A. (35%), siendo esta última la designada como operador del campo. Idéntica composición tiene el contrato de operación San Alberto.

do la exploración en zonas no tradicionales, como en el norte del departamento de La Paz, a través de la sociedad YPFB – Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), a la fecha aún no se tienen resultados concretos.

El aporte a la producción nacional de hidrocarburos, por lo tanto, se circunscribe a los 4 departamentos productores, como se muestra en el gráfico N° 4.

Los campos situados en el departamento de Tarija producen, en promedio, cerca de 70% de gas natural y 65% de petróleo; esta situación se explica porque en este departamento se encuentran los megacampos Sábalo y San Alberto, en tanto que el campo Margarita es compartido con Chuquisaca, estos megacampos aportan aproximadamente 93% de la producción total de hidrocarburos generada por Tarija.

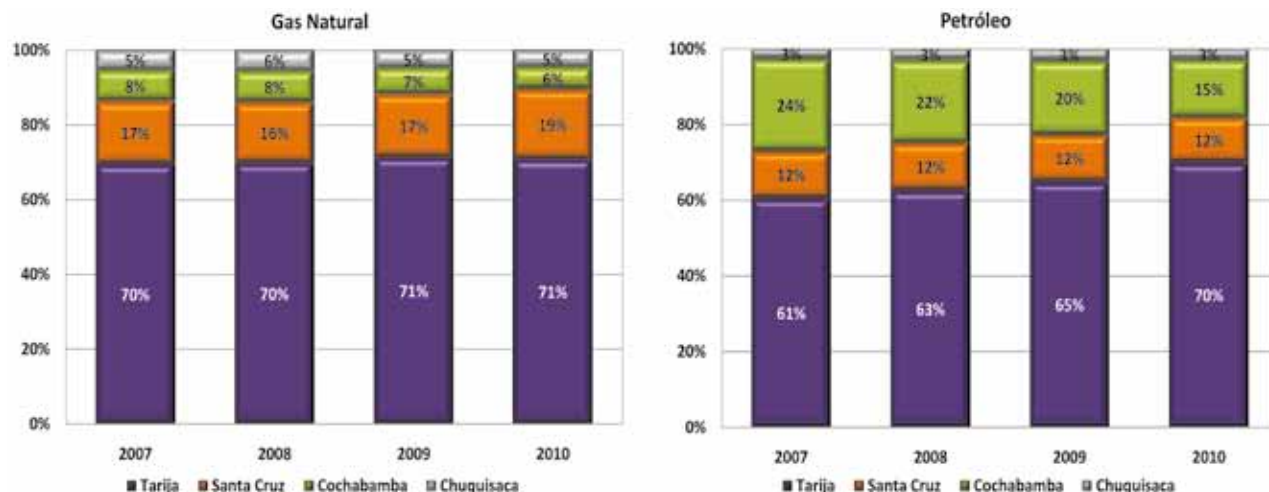
En el caso de gas natural, le siguen en importancia los departamentos de Santa Cruz, Cochabamba y Chuquisaca, en éste último, si bien se efectuaron actividades de exploración, las mismas aún no se reflejan en una mayor producción.

En cuanto a la producción de petróleo, el departamento de Cochabamba es el segundo en importancia; sin embargo, su participación relativa tiende a disminuir de 24% en el total producido el 2007 a 15% en el año 2010, esto se explica principalmente por una disminución en la producción del campo Surubí Noroeste.

Por su parte, si bien Santa Cruz cuenta con la mayor cantidad de campos petrolíferos –y hasta el 2003 era el que mayor producción aportaba- actualmente posee una mayoría de campos en los cuales no hubo mayor inversión para explorar a mayor profundidad y, adicionalmente, algunos de sus campos se encuentran en etapa de declinación.

Adicionalmente, resulta importante mencionar que el precio del petróleo en Bolivia se encuentra congelado en 31,16 \$us/Bbl desde agosto de 2004, lo cual se convierte en un desincentivo para iniciar proyectos de exploración en campos petrolíferos, ocasionando, además, que la mayoría de las empresas prefieran realizar proyectos relacionados con campos gasíferos.

**Gráfico N° 4**  
**Composición de la producción de hidrocarburos por departamento**  
**En porcentajes**



Fuente: Elaboración propia con base en datos de YPFB.

The background image shows an industrial facility, possibly a refinery or chemical plant, with several tall distillation columns and a complex network of pipes. In the foreground, three large industrial gauges are visible. The central gauge is a temperature gauge with a white face and black markings, ranging from -20 to 120 °C. To its right is a pressure gauge with a yellow face and black markings, ranging from 0 to 2000 psi. Another gauge is partially visible on the far right. The image is overlaid with a semi-transparent teal and orange graphic at the top and bottom, and a large white number '3' on the right side.

# 3

## Comercialización de hidrocarburos



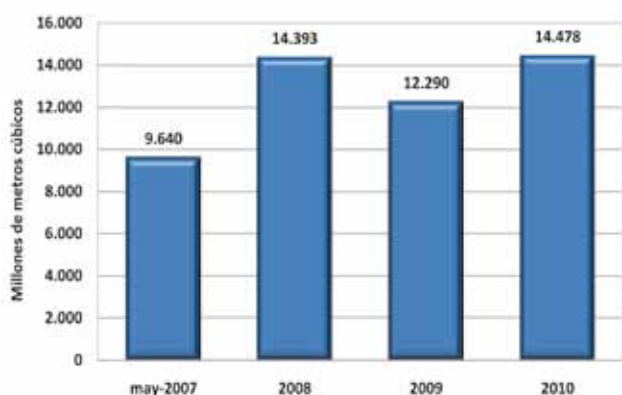
# 3

Como efecto de la promulgación del D.S. N°28701, el único comercializador de hidrocarburos en la etapa del *upstream* (exploración y explotación de hidrocarburos) es YPFB, entidad que a nombre y en representación del Estado boliviano define volúmenes, precios y condiciones tanto para el mercado interno como para el externo.

## Comercialización de gas natural

El 2010, la comercialización de gas natural alcanzó a 14.478 millones de metros cúbicos, cifra apenas superior en 1% al volumen comercializado el 2008 (ver gráfico N° 5).

**Gráfico N° 5**  
**Comercialización de gas natural**  
**En millones de metros cúbicos**



Fuente: Boletines estadísticos de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

El 2009 se observó una notoria disminución en la comercialización de gas natural, explicada

por una menor producción; sin embargo, llama la atención que hasta el año 2010 no se haya alcanzado una mayor recuperación de los niveles de producción y comercialización, lo cual denota ausencia de inversiones y carencia de un programa exploratorio que permita, al menos, la reposición mínima de reservas.

Por su parte, en el periodo mayo-diciembre de 2007, la producción diaria de gas natural alcanzó un promedio de 39,4 MMmc/d, indicador que para el año 2010 llegó a 39,7 MMmc/d, aspecto que refleja un posible estancamiento en la producción de este hidrocarburo (ver gráfico N° 6).

**Gráfico N° 6**  
**Comercialización de gas natural<sup>5</sup>**  
**por mercado de destino**  
**En millones de metros cúbicos**  
**promedio por día**



Fuente: Boletines estadísticos de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

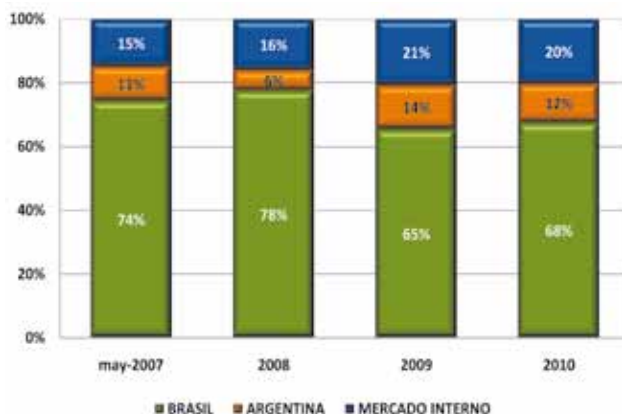
5 Normalizado a una temperatura de 60° F, base seca, ya que las condiciones de comercialización varían entre el contrato de venta a Brasil, con condiciones de 68° F base saturada, y los contratos de mercado interno y Argentina con condiciones de 60° F, base seca.

El gráfico N° 7 muestra claramente que el mercado interno registró mayor crecimiento en términos de comercialización, pasando de 5,9 MMmc/d, el 2007, a 8 MMmc/d, el 2010. Asimismo, el 2008 se observó una marcada disminución en los volúmenes de gas natural exportados a Argentina, ya que el mismo fue destinado a cubrir una mayor demanda de este energético por parte de Brasil; esta situación derivó en la necesidad de elaborar una adenda al contrato de compra-venta de gas natural a Argentina que fue originalmente suscrito en octubre de 2006 entre YPFB y la empresa Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA). Esta adenda fue firmada en marzo de 2010 y permitió establecer una reprogramación de entrega de los volúmenes contractuales previamente establecidos y mayores garantías a ese país con relación al cumplimiento de los compromisos por parte de Bolivia.

Si bien la comercialización de gas natural a Argentina muestra una recuperación en la gestión 2010, el Gobierno boliviano prevé que esa tendencia se acentúe en los próximos años con el cumplimiento de dicha adenda, la misma que establece un envío de 11,3 MMmc/d, a partir de la gestión 2011, cantidad que se irá incrementando año tras año hasta alcanzar a 27,7 MMmc/d en el año 2021; es importante mencionar que el contrato de compra-venta de gas natural con Argentina estará en vigencia hasta el 2026.

Sin duda, el contrato más importante para el gas natural boliviano es el suscrito con Brasil en 1996 (*Gas Supply Agreement – GSA*), entre YPFB y Petróleos de Brasil (PETROBRAS), con una duración de 20 años a partir de 1999; desde entonces, este país se convirtió en el principal mercado de exportación del hidrocarburo boliviano, representando, en promedio, 71% del volumen comercializado de gas natural (ver gráfico N° 7).

### Gráfico N° 7 Comercialización de gas natural por mercado de destino En porcentajes



En el gráfico N° 7 se aprecia que la comercialización de gas natural al mercado interno ha ido adquiriendo mayor importancia; de hecho, el volumen destinado a este mercado muestra una tendencia creciente, explicada principalmente por el crecimiento del sector eléctrico, principal consumidor de gas natural en el mercado interno, con una participación cercana a 55% del total del consumo local.

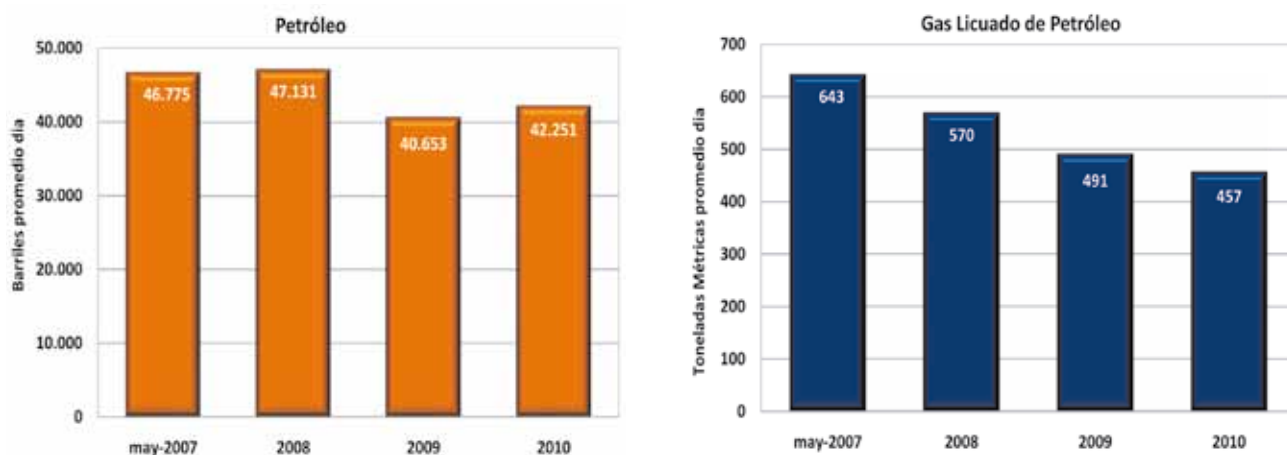
### Comercialización de petróleo y Gas Licuado de Petróleo (GLP)

Como se mencionó anteriormente, en Bolivia, la mayor parte de la producción de petróleo está asociada al gas natural; también es importante considerar que el petróleo y el GLP producido en planta son comercializados en el mercado interno.

Si bien la comercialización anual de petróleo y GLP muestra una tendencia similar a la ya observada en la producción, resulta importante ver el comportamiento del promedio de volúmenes comercializados al día, a efecto de determinar su comportamiento (ver gráfico N° 8).

## Gráfico N° 8

### Comercialización promedio diaria de petróleo y GLP En barriles y toneladas métricas



Fuente: Boletines estadísticos de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

Los gráficos muestran que la comercialización de petróleo se encuentra en descenso desde el año 2007, reflejo de una menor producción; si bien ese año el promedio diario de barriles comercializados era de 46,775 Bbl/d, el año 2010, en promedio, se vendieron 42,251 Bbl/d.

Situación aún más crítica es la observada en la comercialización del GLP producido en plantas, que pasó de un promedio de 643 toneladas métricas por día (TM/d), el 2007, a 457 TM/d, el 2010. Esta disminución en la producción de líquidos obligó al Gobierno boliviano a importar GLP y desde el 2008 se incrementó la importación de volúmenes de diesel y gasolina natural.

## Precios

En Bolivia, los precios de venta para el mercado interno se encuentran regulados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

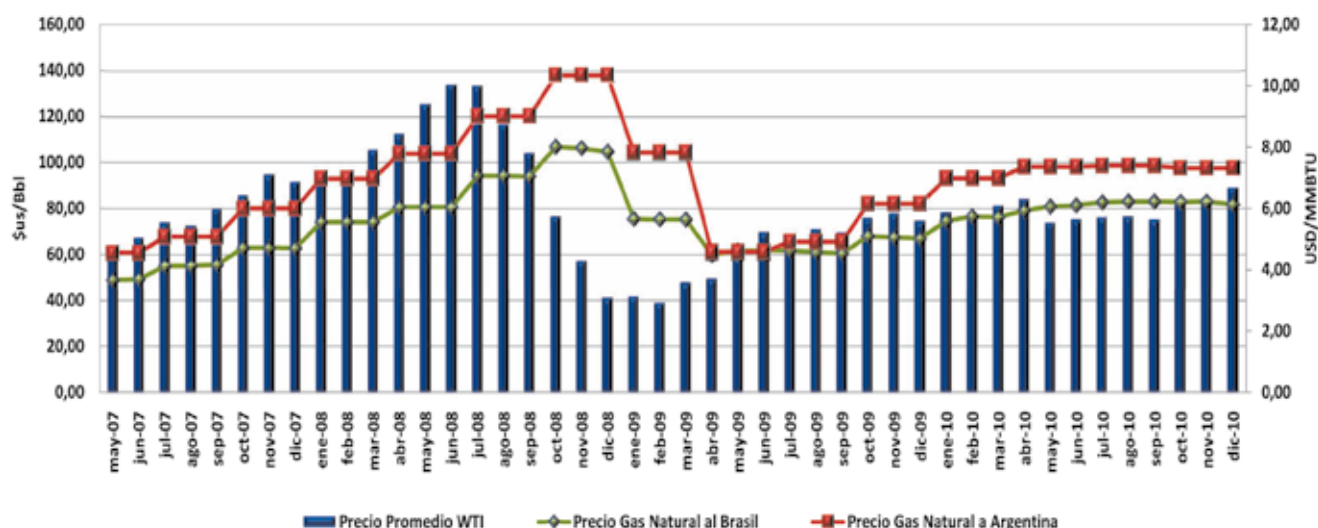
En el caso de gas natural, varía entre 0,90 y 1,9768 dólares por millar de pies cúbicos

(\$us/MPC); para el petróleo, 31,16 dólares por barril (\$us/Bbl) y, en el caso del GLP, éste alcanza a 232 dólares por tonelada métrica (\$us/TM); en ambos casos, se incluye el Impuesto al Valor Agregado (IVA).

Con relación al mercado de exportación, el mecanismo de determinación de precios de venta, fijado en los contratos de comercialización de gas natural a Brasil y Argentina, determina que los mismos se establecen con base en una canasta de *fuels* que, a su vez, son determinados con base al precio *West Texas Intermediate* (WTI).

Tanto el precio de venta de gas natural a Brasil como a Argentina son calculados considerando el promedio del último trimestre, por lo que cualquier variación en el precio WTI impactará en los precios del gas boliviano, con un rezago de tres meses, como se aprecia en el gráfico N° 9.

**Gráfico N° 9**  
**Precio WTI y precio gas natural exportación**  
**En dólares por barril y dólares por millón de BTU**



Fuente: Boletines estadísticos de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, Energy Information Administration.

A partir de enero de 2009 se observó una marcada disminución del precio de exportación de gas natural, siendo que en diciembre de 2008 los precios de venta a Brasil y Argentina eran de 7,85 \$us/MMBTU y 10,35 \$us/MMBTU respectivamente, éstos disminuyeron a 5,66 \$us/MMBTU y 7,84 \$us/MMBTU, efecto de la marcada disminución en el precio WTI entre octubre–diciembre de 2008, lo cual significó una disminución de 28% en el caso del precio de venta a Brasil y de 24% a Argentina.

Por su parte, en abril de 2009, los precios de exportación de gas natural alcanzaron su nivel más bajo, como efecto de la caída en el precio internacional, llegando a 4,48 \$us/MMBTU para el gas comercializado a Brasil y a 4,58 \$us/MMBTU para Argentina, aspecto que provocó una disminución en los ingresos obtenidos, tanto para el ámbito nacional como subnacional.

No obstante el precio de venta de gas natural a Argentina es mayor que a Brasil, se

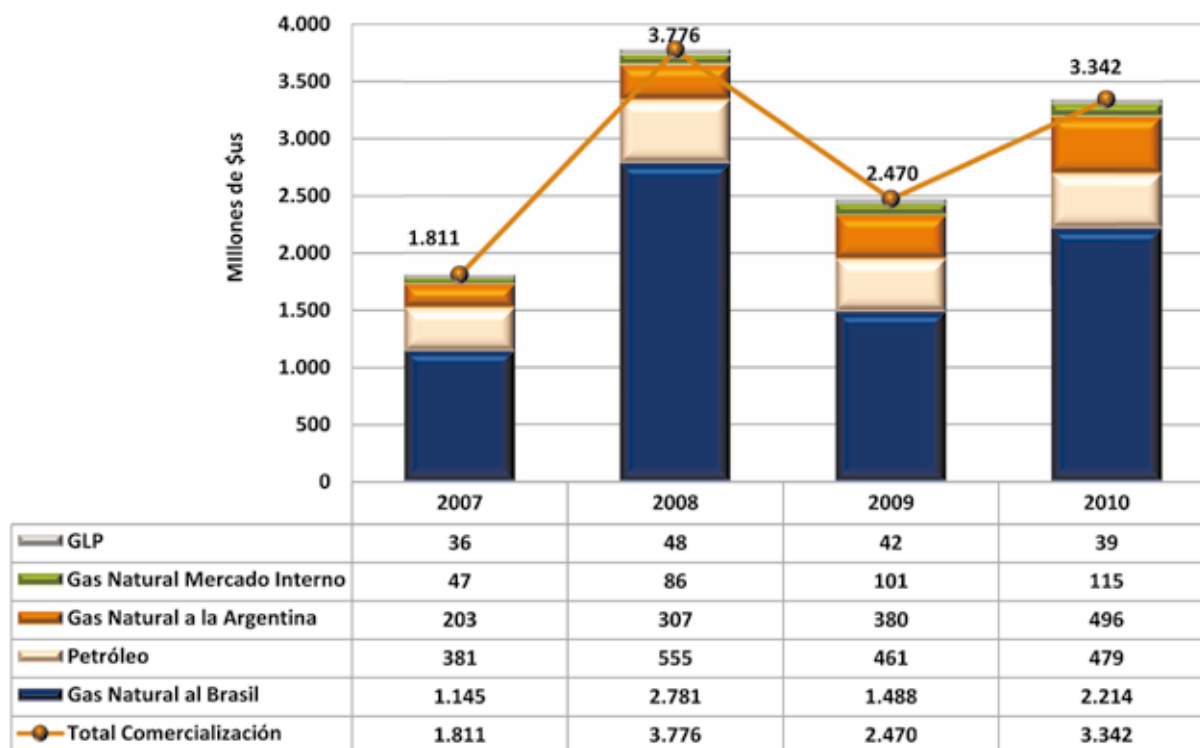
cumple con la demanda de éste último con prioridad sobre cualquier otro contrato de exportación, luego de haber abastecido al mercado interno conforme lo establece la Ley de Hidrocarburos.

### Ingresos por la comercialización de hidrocarburos

Si bien la producción –y por tanto los volúmenes comercializados durante el 2010– fueron ligeramente superiores a los del 2008, éste último se constituye en el año de ingresos más altos debido a una coyuntura internacional de precios muy favorable que repercutió en los precios de exportación de gas natural, el valor alcanzado en ese año no pudo ser igualado en años posteriores.

En promedio, el 66% de los ingresos por la comercialización de hidrocarburos proviene del gas natural exportado al Brasil, seguido en importancia por la comercialización de petróleo en el mercado interno y las ventas de gas natural a la Argentina (ver gráfico N° 10).

**Gráfico N° 10**  
**Ingresos por la venta de hidrocarburos**  
**En millones de dólares americanos**

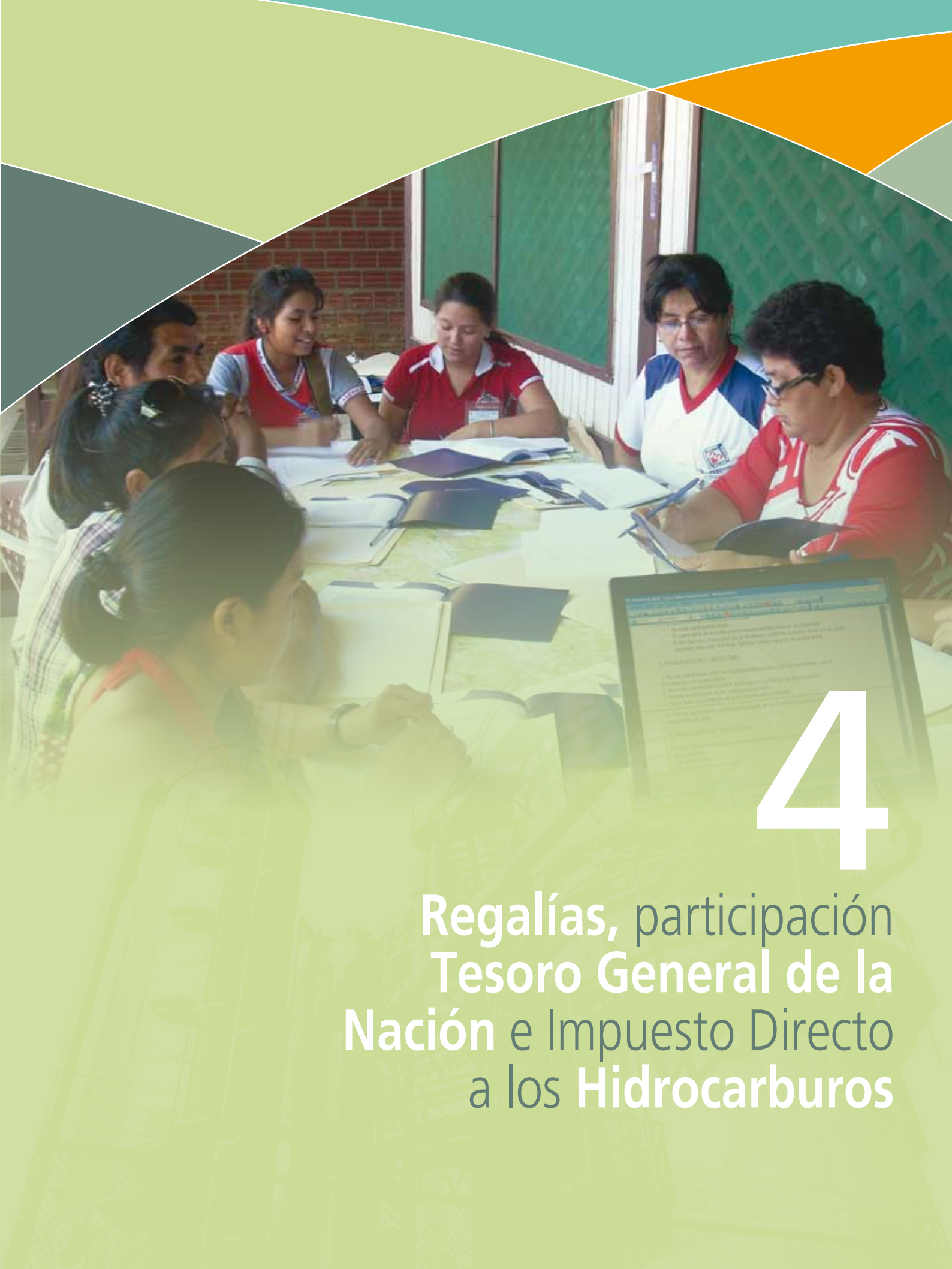


Fuente: Boletines estadísticos de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

De los ingresos obtenidos, 78% proviene de la exportación de gas natural, por lo que se puede afirmar que existe una alta dependencia de los mercados externos, lo cual puede constituirse en una debilidad ante oscilaciones negativas en precios internacionales o disminución en la demanda por parte de estos países; si bien ambos contratos de comercialización incluyen cláusulas *take or pay* (tomar o pagar) que aseguran una cantidad mínima requerida, el problema surge cuando ésta es menor a la producción, ya que en el caso del gas natural no se cuenta con depósitos de almacenamiento; en todo caso, dicha cláusula asegura el pago por una cantidad mínima contractual.

Por otra parte, si bien los ingresos por venta de gas natural en el mercado interno muestran un importante crecimiento, éste se explica principalmente por el incremento en los volúmenes comercializados más que por un efecto precio.





# 4

Regalías, participación  
Tesoro General de la  
Nación e Impuesto Directo  
a los Hidrocarburos



# 4

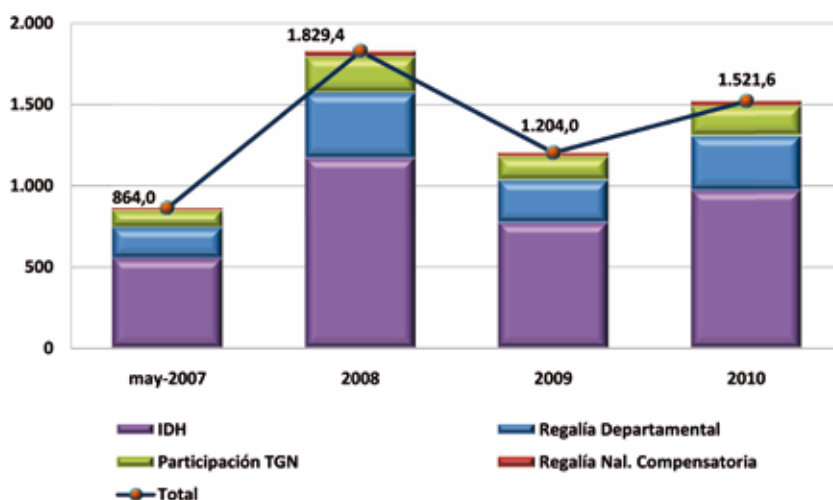
La Ley de Hidrocarburos N°3058 establece el pago de regalías y de una participación para el TGN, además de crear el IDH, cuya base imponible es la misma que la utilizada para el cálculo de regalías, y se aplica sobre el total de los volúmenes o energía producidos, medidos en punto de fiscalización.

La Ley de Hidrocarburos boliviana establece que la suma de los ingresos establecidos por concepto de regalías, participación TGN e IDH en ningún caso podrá ser menor a 50% del valor de la producción de hidrocarburos en punto de fiscalización, valoración que se obtiene aplicando a los volúmenes el precio promedio ponderado para cada producto obtenido de las ventas efectuadas por el sujeto pasivo, tanto en el mercado interno como en el mercado externo; por lo que los ingresos obtenidos por

regalías, participación TGN e IDH dependen del comportamiento de la producción y de los precios de comercialización.

Los contratos de operación, vigentes desde mayo de 2007, establecen que las empresas petroleras realizan las operaciones petroleras y entregan en propiedad a YPFB los hidrocarburos producidos, a cambio de una retribución por parte de la estatal petrolera por el servicio prestado, el cual está alcanzado por los impuestos correspondientes<sup>6</sup>. Sin embargo, al ser YPFB propietaria de los hidrocarburos producidos se constituye en sujeto pasivo de las regalías, participación TGN e IDH y, por tanto, es la entidad que efectúa los pagos por estos conceptos, los mismos que muestran el siguiente comportamiento (ver gráfico N° 11).

**Gráfico N° 11**  
**Regalías, participación TGN e IDH**  
**En millones de dólares americanos**



Fuente: Boletines estadísticos de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

6 Las empresas petroleras, titulares de los contratos de operación, están sujetas al pago del Impuesto al Valor Agregado, Impuesto a las Transacciones, Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas y cualquier otro, en el marco de la Ley N° 843.

Como se puede observar en el gráfico N° 11, los ingresos por concepto de regalías, participación TGN e IDH alcanzaron su nivel más alto en la gestión 2008 debido a un contexto internacional de precios muy favorable que repercutió, a su vez, en los precios de exportación de gas natural.

En contraposición, se observa que el año 2009 los ingresos por regalías, participación TGN e IDH se vieron disminuidos debido a una caída en el precio de exportación de gas natural, así como a una menor demanda de este energético por parte de Brasil; en tanto que el 2010 se observó una recuperación igualmente marcada por una mejora en las condiciones comerciales al mercado externo.

La distribución de los ingresos obtenidos por concepto de regalías e IDH se encuentra normada por la Ley N° 3058 en el primer caso, y por los D.S. N° 28421 y D.S. N° 29322 para el segundo. En el cuadro N° 1 se muestra la base de cálculo y beneficiario, según tipo de ingreso.

El concepto de regalía hace referencia a la compensación económica que percibe un Estado por el uso o extracción de sus recursos naturales; en este sentido, la regalía departamental se destina a los departamentos productores en proporción a su aporte a la producción nacional. En tanto que la Regalía Nacional Compensatoria fue creada al amparo de la Ley N° 981, de 1988,

**Cuadro N° 1**  
**Distribución de regalías, participación TGN e IDH**

CONCEPTO	BASE DE CÁLCULO	BENEFICIARIO
Regalía Departamental	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 11% sobre la producción departamental fiscalizada de hidrocarburos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tarija</li> <li>• Santa Cruz</li> <li>• Cochabamba</li> <li>• Chuquisaca</li> </ul>
Regalía Nacional Compensatoria	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 1% sobre la producción nacional fiscalizada de hidrocarburos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Departamento de Beni (2/3)</li> <li>• Departamento de Pando (1/3)</li> </ul>
Participación TGN	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 6% sobre la Producción Nacional Fiscalizada de Hidrocarburos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tesoro General de la Nación</li> </ul>
Impuesto Directo a los Hidrocarburos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 32% sobre la producción nacional fiscalizada de hidrocarburos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 12,5% para departamentos no productores.</li> <li>• 31,25% para departamentos productores a razón de 6,25% para cada uno.</li> <li>• 56,25% para el TGN.</li> </ul>

Fuente: Ley de Hidrocarburos N° 3058, D.S. N° 28421.

en la que se establece que estos ingresos tendrán por destino fomentar el desarrollo de los departamentos de Beni y Pando.

El Impuesto Directo a los Hidrocarburos fue creado mediante la Ley de Hidrocarburos N°3058 y surge como una respuesta a demandas sociales de mayor participación en la renta de los hidrocarburos, por ello, la alícuota es de 32%, permitiendo así al Estado retener el 50% del valor de los hidrocarburos en punto de fiscalización.

La base de cálculo de este impuesto es idéntica a las regalías; sin embargo, analizando el marco normativo se infiere que en su concepción se buscaba obtener una mayor

participación en los ingresos obtenidos por la explotación de hidrocarburos, con el propósito de que la renta que percibe el Estado no solamente beneficie a los departamentos productores, sino permita distribuir los ingresos a una mayor cantidad de beneficiarios, incluyendo a pueblos indígenas y municipios.

Como se mencionó, en el ámbito nacional, los ingresos por concepto de IDH se distribuyen a los nueve departamentos de Bolivia, tanto productores como no productores, así como al TGN; en el cuadro N° 2 se ilustra la distribución de dichos recursos al interior de ambos beneficiarios.

## Cuadro N° 2 Distribución del IDH

DEPARTAMENTO		TGN	
8,62%	Universidades públicas	5%	Fondo de Desarrollo de Pueblos Indígenas y Originarios y Comunidades Campesinas.
24,39%	Gobernación	9,5%	Fondo Compensatorio para departamentos con mayor población: municipios (80%) y universidades públicas (20%).
66,9%	Municipios		La Paz 46,19%
			Santa Cruz 36,02%
			Cochabamba 17,79%
		5%	Fondo de Ayuda Interna al Desarrollo Nacional destinado a masificar el uso de gas natural.
		Variable	Destinado a compensar al departamento productor cuyo ingreso por concepto de IDH sea menor al de un departamento no productor.
		Variable	Monto presupuestado para Policía Nacional y Fuerzas Armadas.
		Resto	Tesoro General de la Nación.

Fuente: Ley N° 332, D.S. N° 29322 y D.S. N° 28421.

Como se puede apreciar en el cuadro anterior, los ingresos por IDH descritos en el cuadro N° 1 son distribuidos a nivel departamental entre universidades públicas, Gobernación del departamento y municipios, en este último caso, el porcentaje fue incrementado el 2007 mediante D.S. 29322, en detrimento de la asignación a gobernaciones, esto debido a una mayor asignación de competencias a los municipios.

Con relación a la distribución del 56,21% que recibe el TGN, el cuadro N°2 muestra que existen varios beneficiarios de esta porción del IDH recaudado. Es importante resaltar que en la política de distribución de la renta petrolera no se ha considerado la asignación

de un porcentaje destinado a generar algún mecanismo, tipo Fondo de Estabilización, que permita compensar las oscilaciones de los ingresos que perciben los beneficiarios ante la volatilidad de los precios internacionales, los mismos que inciden de manera directa, en los precios de exportación del gas natural boliviano y, por tanto, en la valoración de los hidrocarburos producidos objeto de las regalías, participación al TGN e IDH. Entre los países que cuentan con Fondos de Estabilización se encuentran Noruega, Alaska, Kwait, Nigeria, Venezuela, México, Ecuador y Colombia, entre otros, dado que es una práctica considerada prudente desde un punto de vista económico.





5

Participación de  
YPFB



# 5

Los contratos de operación establecen una participación adicional para YPFB en las ganancias que se obtengan mensualmente; esta participación es calculada a partir de la aplicación de las tablas establecidas en el Anexo F a dichos contratos. Los porcentajes de participación de YPFB en las ganancias a distribuir varían de un contrato a otro y se calculan mensualmente a partir de dos variables; una es la producción promedio diaria que el o los campos del contrato hubiesen registrado en un mes determinado; y la otra variable es el índice B<sup>7</sup>, que, desde una concepción simplificada, consiste en medir la recuperación de las inversiones efectuadas por

el Titular sumadas a las ganancias que obtienen mensualmente por el contrato de operación. Tanto el promedio diario de producción como el índice B registran variación de un mes a otro por lo que son calculados mensualmente, en consecuencia el porcentaje de participación de YPFB en las ganancias de cada contrato también varía de un mes a otro.

El siguiente esquema muestra la forma en que se obtiene el porcentaje de participación de YPFB, considerando un caso hipotético para un determinado mes con un índice B igual a 1,32 y un promedio diario de producción de gas natural de 459.000 MPC aplicados a la tabla del contrato San Antonio.

**Tabla de participación de YPFB en la ganancia a distribuir - Contrato San Antonio**

Índice B <sub>t</sub>											
Producción de gas natural	MPC/día	Desde 0	Desde 0.22	Desde 0.44	Desde 0.66	Desde 0.88	Desde 1.1	Desde 1.32	Desde 1.54	Desde 1.76	Desde 1.98
	Desde 0	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	96%	96%
	Desde 247000	18%	28%	38%	48%	58%	68%	78%	88%	96%	96%
	Desde 318000	16%	26%	36%	46%	56%	66%	76%	86%	96%	96%
	Desde 388000	14%	24%	34%	44%	54%	64%	74%	84%	94%	96%
	Desde 459000	12%	22%	32%	42%	52%	62%	72%	82%	92%	96%
	Desde 530000	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	96%
	Desde 600000	8%	18%	28%	38%	48%	58%	68%	78%	88%	96%
	Desde 671000	6%	16%	26%	36%	46%	56%	66%	76%	86%	96%
	Desde 742000	4%	14%	24%	34%	44%	54%	64%	74%	84%	94%
	Desde 812000	2%	12%	22%	32%	42%	52%	62%	72%	82%	92%

$$B_t = \frac{DA_0 + \sum_{i=1}^{t-1} D_i + \sum_{i=1}^{t-1} GDT_i}{IA_0 + \sum_{i=1}^{t-1} I_i + \sum_{i=1}^{t-1} IMP_i}$$

Donde:

DA<sub>0</sub> = Depreciación contable acumulada hasta el mes t=0. (monto definido en el Anexo G)

D<sub>i</sub> = Depreciación de las inversiones calculada en el mes "i"

GDT<sub>i</sub> = Ganancia del Titular

IA<sub>0</sub> = Inversiones en exploración y desarrollo acumuladas hasta el mes t=0. (monto definido en el Anexo G)

IMP<sub>i</sub> = Impuestos efectivamente pagados en el mes "i" por las empresas participantes a efectos de este contrato, excepto IVA y aquellos que hayan sido reconocidos como costos recuperables.

li = Inversión efectuada en el mes "i".

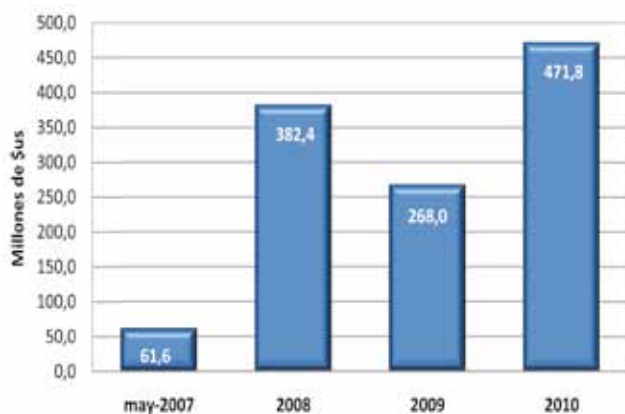
i = Número progresivo de mes, de manera que i=1 corresponde al mes en que se ubica la fecha efectiva.

En el ejemplo de la tabla anterior, el porcentaje obtenido es de 72% de participación para YPFB sobre las ganancias a distribuir, obtenidas en el contrato San Antonio para un determinado mes.

Como puede apreciarse en las tablas de participación, a medida que el índice B se incrementa, aumenta el porcentaje de participación de YPFB; esto se debe a que un incremento en el índice B denota que la inversión efectuada por las empresas participantes está siendo recuperada, por lo que a YPFB le corresponde una mayor proporción de las ganancias. Por el contrario, a medida que la producción aumenta el porcentaje de participación desciende, esto debido a que se supone que el Estado se está beneficiando con esa mayor producción de hidrocarburos, reflejada en mayores recaudaciones por concepto de renta petrolera.

En el gráfico N° 12 se presentan los montos percibidos por YPFB como participación en los contratos de operación, cifra que de mayo de 2007 a diciembre de 2010 se aproxima a 1.184 millones de dólares.

**Gráfico N° 12**  
**Participación adicional de YPFB en las ganancias de los contratos de operación**  
**En millones de dólares americanos**



Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

Como se observa en el gráfico N° 12, en la gestión 2007 la participación de YPFB en las ganancias obtenidas por los contratos de operación fue de 61,6 millones de dólares, debido a que esta participación adicional se aplicó recién desde el mes de agosto, luego de la eliminación de la alícuota adicional a las utilidades extraordinarias por actividades extractivas de recursos naturales no renovables mediante Ley N° 3740, de Desarrollo Sostenible del Sector Hidrocarburos, promulgada el 31 de agosto de 2007.

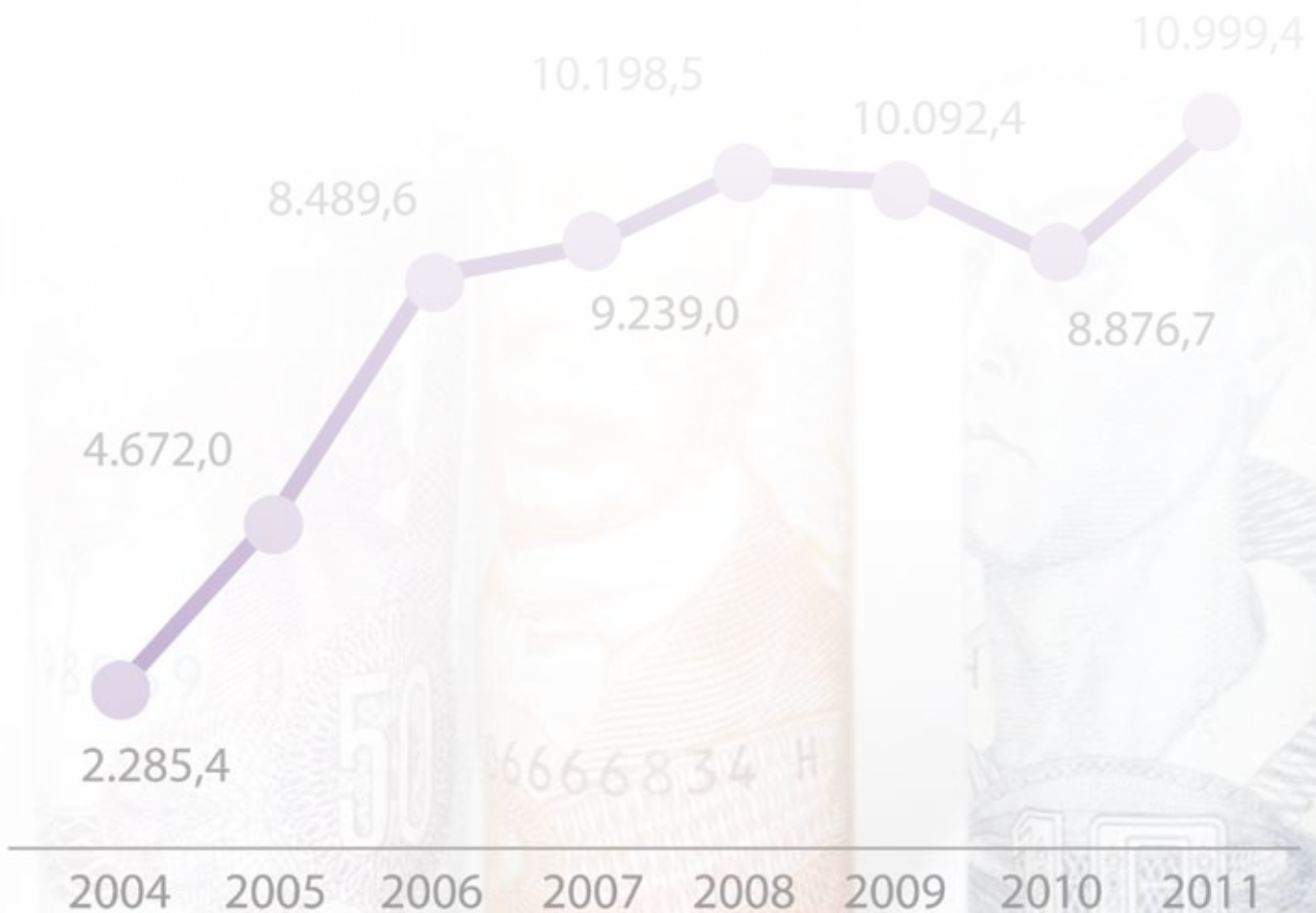
El año 2008, se observa un incremento de la participación obtenida por YPFB debido a un incremento en las ganancias obtenidas, producto de precios de exportación de gas natural muy favorables, lo cual muestra la alta dependencia de los ingresos del contexto internacional. Idéntica relación se observa en la gestión 2009, en la que se registró una caída en el nivel de precios de exportación, acompañada, además, por una disminución en los volúmenes de gas natural demandados por Brasil, principal comprador, ambas situaciones impactaron a la actividad de la industria hidrocarburífera en el país repercutiendo en menores ganancias y, por tanto, en una menor participación para YPFB.

Por otra parte, en la gestión 2010 se observa un importante incremento en la participación de YPFB en los contratos de operación, alcanzando el monto más alto desde la vigencia de los contratos. Este incremento se debe, en parte, a una mayor ganancia resultante de mejores precios de exportación; sin embargo, también podría ser efecto de mayores porcentajes de participación de YPFB por las variaciones mensuales del índice B o de la producción promedio diaria de los campos, por lo que sería importante que YPFB difunda

información al respecto, conforme lo establece la Ley N° 3740, en el marco de una política de transparencia de información.

Según analistas del sector, cerca de 97% de la participación adicional de YPFB proviene de dos contratos de operación, San Antonio y San Alberto, que son operados por Petrobras Bolivia en sociedad con Total E&P Bolivie

y YPFB Andina, siendo que las ganancias de la estatal en el resto de los contratos es marginal; de igual manera, resulta importante para la sociedad civil conocer el comportamiento del índice B por contrato, así como el destino que YPFB está dando a los ingresos obtenidos por esta participación en la ganancia de los contratos de operación.







6

Retribución del  
Titular



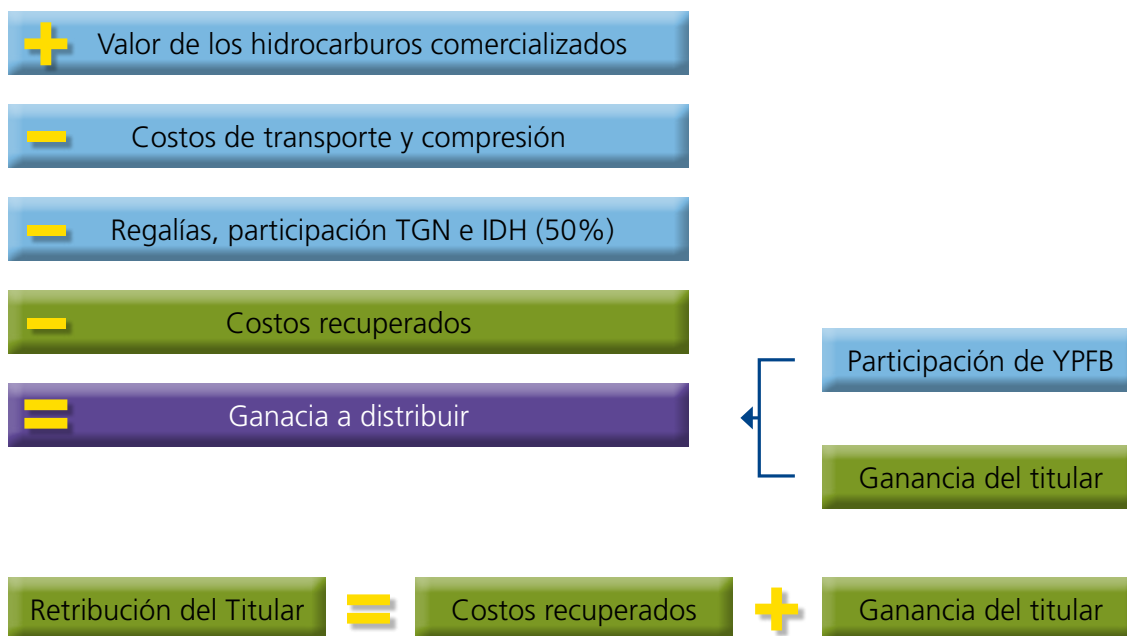
# 6

La retribución del titular se constituye en el pago que reciben las empresas petroleras que operan en Bolivia a cambio de la producción de hidrocarburos que entregan a YPFB. Los contratos de operación, en la cláusula 13, y de forma más específica en el Anexo F, establecen que la retribución del titular está compuesta por la suma de costos

recuperados y ganancia del titular para el mes correspondiente.

La retribución del titular es un monto variable mensualmente, es decir, no está relacionado con una tarifa fija, su forma de cálculo es la que se describe de manera general en el siguiente cuadro.

**Cuadro N° 3**  
**Cálculo de la Retribución del Titular**



Fuente: Contratos de Operación

En relación con los costos recuperados, éstos son obtenidos a partir de la aplicación de las fórmulas descritas en el Anexo F de los contratos de operación que consisten en la obtención de un valor mínimo entre el monto de costos recuperables reportados por el titular y aprobados por YPFB, y un límite de recuperación de costos (%) aplicado al valor remanente<sup>8</sup>.

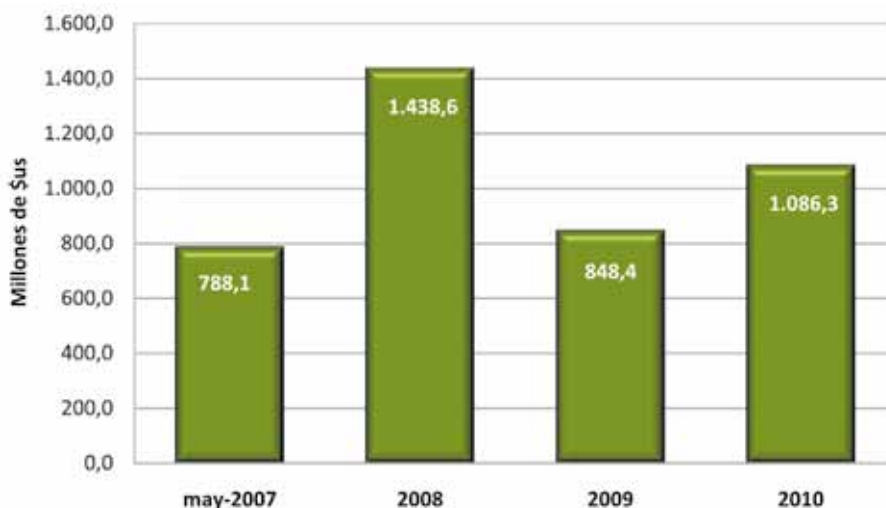
De acuerdo con información de YPFB, la retribución del titular, que es pagada a las empresas, tiene carácter preliminar y está sujeta a una conciliación con las empresas operadoras; sin embargo, éstas prevén que los ajustes no serán significativos. El gráfico N° 13 muestra los montos cancelados a las empresas por concepto de retribución del titular, desde mayo de 2007 hasta la gestión 2010.

En el gráfico N° 13 se observa que la retribución que reciben las empresas por sus servicios muestra similar tendencia a la

observada, tanto en producción como en comercialización de hidrocarburos, esto debido a que su forma de cálculo está en función a los ingresos obtenidos por la comercialización de hidrocarburos y, por lo tanto, está relacionada directamente con el comportamiento de los volúmenes comercializados y con los precios de venta.

Por otra parte, relacionando los datos presentados en el gráfico N°10 (ingresos por la venta de hidrocarburos) y gráfico N°13 (Retribución del Titular) se observa que los titulares de los contratos de operación se llevan, en promedio, 36% de los ingresos obtenidos por la comercialización de hidrocarburos por lo que el Estado, incluida la participación de YPFB, se queda, en promedio, con 64% de los ingresos, porcentaje al que habrá que adicionar los pagos que realizan las empresas petroleras por concepto de impuestos.

**Gráfico N° 13**  
**Retribución del Titular de los contratos de operación**  
**En millones de dólares americanos**



Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

8 Significa el valor restante de descontar de los ingresos obtenidos por la comercialización de hidrocarburos, los costos de transporte y compresión, y los montos por concepto de regalías, participación TGN e IDH.



# 7

**Certificación de  
reservas y necesidad de  
exploración**



# 7

La Ley N° 3740, de Desarrollo Sostenible del Sector Hidrocarburos, promulgada en agosto de 2007, establece que YPFB deberá publicar hasta el 31 de marzo de cada año el nivel de reservas existentes hasta el primero de enero de ese mismo año.

Sin embargo, según informa YPFB, debido a problemas administrativos relativos a la licitación internacional para la adjudicación de la empresa que desarrolle dicha certificación, Bolivia no contó en los años 2007, 2008 y 2009 con una certificación que actualice las cifras presentadas el 2005, cuando la empresa DeGolyer &

MacNaughton estableció 12,16 TCF<sup>9</sup> como reservas probadas de gas natural, de acuerdo con cifras obtenidas de la Cámara Boliviana de Hidrocarburos y Energía.

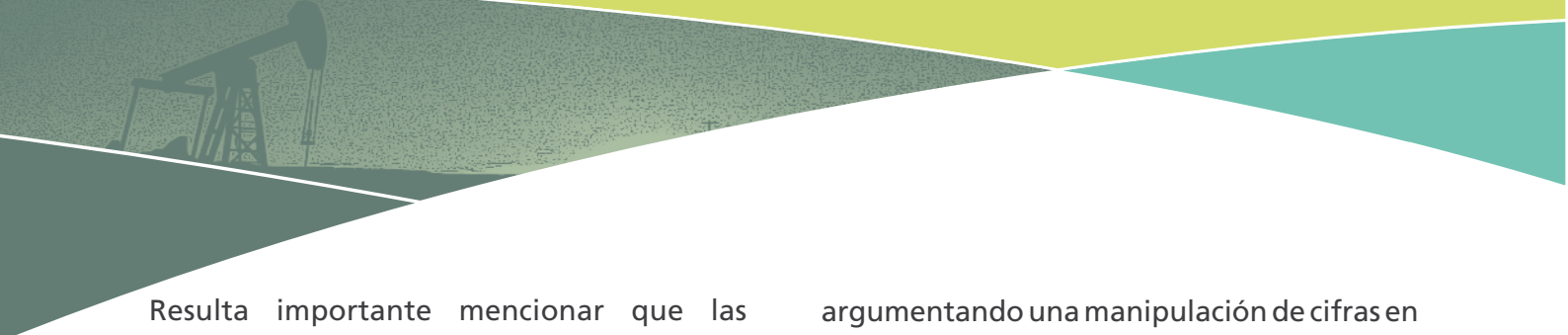
En abril de 2011, con aproximadamente un año de demora, YPFB publicó la certificación de reservas al 31 de diciembre de 2009, efectuada por la empresa *Ryder Scott*, la misma que de acuerdo con la Ley N° 3740 debió ser publicada en marzo de 2010. Los resultados de la certificación presentados por YPFB y el Ministerio de Hidrocarburos y Energía se resumen en el cuadro N° 4.

**Cuadro N° 4**  
**Reservas de hidrocarburos a diciembre de 2009**

RESERVAS	GAS NATURAL	PETRÓLEO/CONDENSADO
PROBADAS (P1)	9,94 TCF	229,8 MMBbl
PROBABLES (P2)	3,71 TCF	308,0 MMBbl
POSIBLES (P3)	6,27 TCF	506,2 MMBbl
<b>TOTAL (P1+P2+P3)</b>	<b>19,92 TCF</b>	<b>1.044,1 MMBbl</b>

Fuente: Cámara Boliviana de Hidrocarburos y Energía.

9 Trillón de Pie Cúbico que equivale a 10<sup>12</sup>.



Resulta importante mencionar que las reservas probadas son los volúmenes de gas y petróleo de campos conocidos que se estiman recuperables comercialmente bajo las condiciones económicas y operativas existentes, en tanto que las reservas probables son estimaciones de volúmenes de gas y petróleo en base a estructuras penetradas, pero que requieren de confirmación más avanzada para poderlas clasificar como probadas; finalmente, la clasificación de reservas posibles considera la estimación de volúmenes de gas y petróleo con base en datos geológicos o de ingeniería de áreas no perforadas o no probadas.

Considerando las definiciones citadas, las reservas sobre las que existe mayor certidumbre son aquellas clasificadas como probadas y es sobre las que se puede dimensionar si existe o no la capacidad de cumplir compromisos contractuales y futuros proyectos. Debido a que el volumen de reservas es dinámico, ya que puede cambiar con nuevos descubrimientos, es necesario contar con certificaciones anuales que permitan un correcto dimensionamiento de las mismas.

Como se muestra en el gráfico N° 14, Bolivia, en los últimos 5 años, registró una disminución de las reservas, siendo el año 2005 el que registró una caída abrupta en relación a los datos presentados en la gestión 2004; además, en ambas gestiones, la empresa certificadora fue la misma; posteriormente al año 2005, se cuenta con la certificación de reservas a diciembre de 2009 que muestra una nueva caída, especialmente en las reservas probables y posibles de gas natural, como se aprecia en el gráfico.

Si bien las autoridades del sector han justificado esta disminución de reservas,

argumentando una manipulación de cifras en años anteriores, el hecho es que la actividad exploratoria en los últimos cinco años fue mínima, habiéndose registrado un promedio de 3 pozos exploratorios por año, frente a un promedio de 16 pozos exploratorios en el periodo 2000 - 2005.

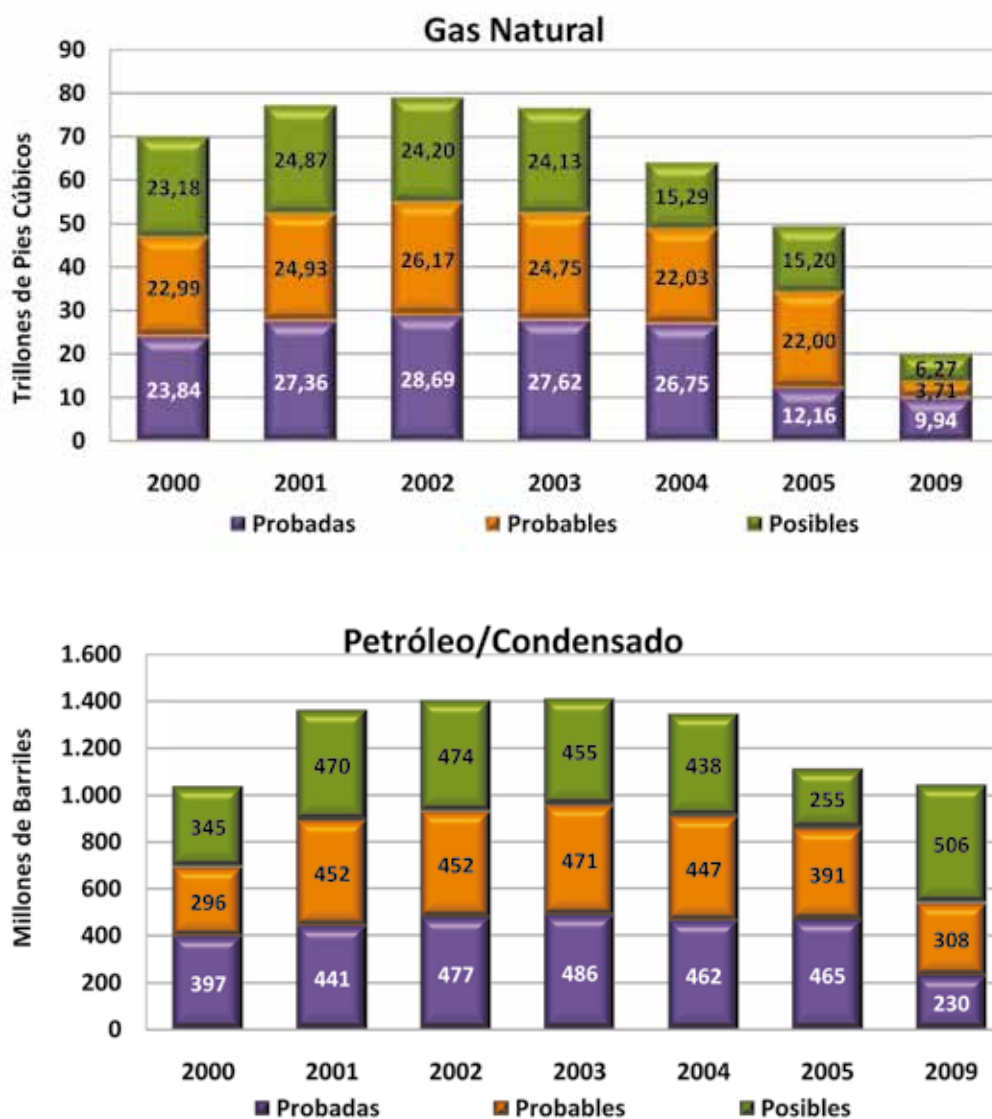
En el entendido que esta situación ya se avizoraba por el Gobierno nacional, desde el año 2009 YPFB exige mayores volúmenes de producción a las empresas, así como mayor actividad exploratoria, tanto a las empresas nacionalizadas (YPFB Chaco e YPFB Andina) como a las compañías privadas que suscribieron los contratos de operación el 2006.

Entre los contratos de operación en fase exploratoria se encuentra el del Bloque Aquio, operado por la francesa Total E&P Bolivie (80%) y Tecpetrol (20%) que, recientemente, luego de 15 meses de actividad exploratoria, concretó una declaratoria de comercialidad para el pozo Aquio X1001. YPFB estima que dicho bloque cuenta con una reserva de aproximadamente 3 TCF que no fueron incluidos como probados en la certificación de reservas a diciembre 2009.

Por otra parte, desde el año 2009, el Gobierno boliviano, a través del Ministerio de Hidrocarburos y Energía y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, viene elaborando un modelo de contrato de servicios para áreas reservadas a favor de YPFB como parte de una estrategia de exploración.

El 2007, el Poder Ejecutivo, mediante decreto supremo, estableció 33 áreas reservadas a favor de YPFB, y el 2010 fueron incrementadas a 56 áreas, tanto en zonas tradicionales como no tradicionales.

**Gráfico N° 14**  
**Certificación de reservas**  
**En trillones de pies cúbicos y millones de barriles**



Fuente: Cámara Boliviana de Hidrocarburos y Energía.



A low-angle photograph of an oil pumpjack against a sunset sky. The pumpjack is a large, dark metal structure with a long arm and a counterweight. The sky is a mix of blue, orange, and yellow. The image is partially covered by a green and orange geometric overlay in the top left corner.

# 8

Nuevos contratos  
petroleros



# 8

La Ley de Hidrocarburos N° 3058 establece tres modalidades de contratos petroleros: a) contratos de producción compartida; b) contratos de operación; y c) contratos de asociación; sin embargo, en enero de 2009 Bolivia aprobó una nueva Constitución Política del Estado, en la que se autoriza a YPFB suscribir contratos petroleros bajo el régimen de prestación de servicios con empresas públicas, mixtas o privadas, bolivianas o extranjeras, para que, a su nombre y en su representación, realicen determinadas actividades de la cadena productiva de hidrocarburos, por lo que este nuevo marco legal supone un cambio en la modalidad de contratos petroleros establecido en la mencionada ley.

Asimismo, la nueva Constitución Política del Estado establece que YPFB es la única instancia facultada para realizar las actividades de la cadena productiva de hidrocarburos y su comercialización; señalando también que la estatal petrolera podrá conformar asociaciones o sociedades de economía mixta para la ejecución de las actividades hidrocarburíferas, en las cuales YPFB contará con una participación accionaria no menor a 51% del total del capital social.

- *Empresas bajo el alcance de convenios de cooperación energética.*
- *Empresas que hubieran suscrito un convenio de estudio cuyos resultados sean favorables a criterio de YPFB.*
- *Empresas que hayan ganado una licitación pública internacional.*

En este sentido, el Decreto Supremo N° 459, de marzo 2010, establece que el Ministerio de Hidrocarburos y Energía deberá reglamentar la ejecución de las actividades de explotación y exploración en áreas reservadas a favor de YPFB, así como los contratos de servicios petroleros para tal efecto.

En este marco, esa cartera de Estado, en mayo de 2010, emitió la Resolución Ministerial (RM) N° 150-10, estableciendo que las actividades de exploración y explotación en estas áreas reservadas podrán ser realizadas por YPFB de forma directa o a través de la suscripción de un "contrato de servicios petroleros para la exploración y explotación en áreas reservadas a favor de YPFB" con empresas públicas, mixtas o privadas para que, a su nombre y en su representación, realicen dichas actividades a cambio de una retribución o pago por sus servicios.

La RM 150-10 establece, asimismo, que las empresas con las que YPFB suscriba los contratos de servicios deberán cumplir con una de las condiciones generales de selección de empresas que se muestra en el recuadro.

Actualmente, bajo la primera condición se encuentra PDVSA, con la que YPFB conformó la Sociedad Anónima Mixta PETROANDINA

SAM, para la exploración y explotación de los bloques: Aguaragüe Norte, Centro, Sur "A" y Sur "B", Iñau, Iñiguazu y Tiacia en los departamentos de Tarija, Santa Cruz y Chuquisaca; y Sécore, Madidi, Chispani, Lliquimuni y Chepite en los departamentos de La Paz, Beni y Cochabamba.

Por otra parte, bajo el segundo criterio de selección de empresas, el Directorio de YPFB aprobó 12 convenios de estudio con siete empresas petroleras, habiendo sido devuelto uno que fue suscrito con la empresa Tecpetrol para el área San Telmo, con lo que actualmente se tienen convenios de estudio aprobados para 11 áreas, tal como se muestra en el siguiente cuadro.

**Cuadro N° 5**  
**Convenios de estudio aprobados por YPFB**

N°	EMPRESA	ÁREA DE CONVENIO
1	GTLI	RÍO BENI
		ALMENDRO
		CUPECITO
		ITACARAY
2	PLUSPETROL	HUACARETA
3	EASTERN PETROGAS	SANANDITA
4	TOTAL BOLIVIE & GAZPROM	AZERO
5	GAZPROM	SUNCHAL
6	GLOBAL	MADRE DE DIOS
		SAYURENDA
		CARANDAITÍ

Fuente: Plan de Inversiones YPFB 2009 – 2015.

Actualmente, ya fueron aprobados y suscritos 4 contratos de servicios para la exploración

y explotación en áreas reservadas a favor de YPFB para las 4 áreas de convenio otorgadas a la empresa GTLI, por lo que YPFB y las empresas petroleras continúan negociando los contratos de servicio para las 7 áreas restantes con convenios de estudio aprobados para su posterior remisión por parte del Ministerio de Hidrocarburos y Energía a la Asamblea Plurinacional, para su correspondiente revisión y aprobación en el marco de lo establecido en el artículo 362 de la Constitución Política del Estado.

Por otra parte, la RM 150-10 señala que, en caso de existir éxito exploratorio, una vez otorgada la declaratoria de comercialidad a la empresa privada que ejecutó las actividades de exploración, ésta deberá ceder las obligaciones y derechos del contrato de servicios a la sociedad de economía mixta a ser conformada para la etapa de explotación.

- La empresa que suscribe el contrato asume la actividad de exploración a su exclusiva cuenta y riesgo.
- Si la exploración es exitosa, la empresa que suscribió el contrato está obligada a ceder todos sus derechos a una sociedad de economía mixta, conformada entre dicha empresa y YPFB.
- En la fase de explotación, la sociedad de economía mixta devolverá a la empresa privada las inversiones efectuadas en la fase exploratoria.

Con relación a los lineamientos para la elaboración de los contratos de servicios, la RM 150-10 establece los aspectos generales que deben contener los mismos, entre los cuales destacan la transferencia del riesgo exploratorio y la consiguiente erogación de importantes montos por concepto de inversiones a una empresa privada; se obliga



a la empresa privada a ceder sus derechos y obligaciones a una sociedad de economía mixta que debe constituir con YPFB para realizar las actividades de explotación y desarrollo. La devolución de las inversiones efectuadas en pozos exitosos por la empresa privada durante la fase de exploración será realizada por la misma sociedad de economía mixta con los recursos provenientes de la retribución del titular, una vez se inicie con la producción y la misma sea entregada a YPFB para su comercialización.

En octubre de 2010, mediante D.S. 676, se adicionaron 23 áreas reservadas a favor de YPFB para la exploración y explotación de hidrocarburos que, sumadas a las 33 ya asignadas el 2007, totalizan 56 áreas reservadas a favor de la empresa estatal, de las cuales 11 ya cuentan con convenios de estudio aprobados; y de éstos, 4 ya fueron

plasmados en contratos de servicio, por lo que YPFB está negociando contratos de servicio para la exploración y explotación en las restantes 7 áreas.

Durante los primeros 6 meses de 2011, YPFB suscribió 12 nuevos convenios de estudio; en marzo se suscribieron convenios para 6 áreas con Petrobras Bolivia y Repsol YPF y, posteriormente, en junio, otras 6 áreas con Pluspetrol Bolivia Corporation y con la Corporación de Exploración y Explotación Petrolera (PEVD) Petrovietnam, como se aprecia en el cuadro N° 6.

Estas 12 áreas fueron entregadas para la realización de estudios orientados a evaluar el potencial hidrocarburífero de las mismas, los resultados obtenidos deberán ser puestos a consideración del Directorio de YPFB para su aprobación y posterior negociación de contratos de servicios.

**Cuadro N° 6**  
**Convenios de estudio suscritos por YPFB sujetos a aprobación**

EMPRESA	ÁREA DE CONVENIO	DEPARTAMENTO
PETROBRAS BOLIVIA	ASTILLERO	TARIJA
	SAN TELMO	TARIJA
	SUNCHAL	TARIJA
REPSOL YPF	CAPIGUAZUTI	CHUQUISACA
	RÍO SALADO	TARIJA
	YUCHAN	TARIJA
PLUSPETROL	ARENALES	SANTA CRUZ
	TAPUTÁ	SANTA CRUZ
	FLORIDA	SANTA CRUZ
PETROVIETNAM	ALGARIVILLA	TARIJA
	ISIPOTE	CHUQUISACA/TARIJA
	YOAI	CHUQUISACA

Fuente: Comunicados de prensa YPFB.





# 9

## Conclusiones y recomendaciones



# 9

- Los contratos de operación establecen mecanismos de control y seguimiento a las actividades e inversiones efectuadas por las empresas para el desarrollo de las operaciones petroleras, por lo que es importante que se transparente la información contenida en los Planes de Desarrollo y Programas de Trabajo y Presupuesto, a objeto de que la sociedad civil pueda efectuar un monitoreo a las actividades e inversiones en exploración y explotación de los recursos hidrocarburíferos por campo, así como en el seguimiento a los ingresos generados por concepto de regalías e IDH y la retribución del titular.
- La producción diaria promedio de gas natural en el periodo 2007–2009 se mantuvo sin grandes variaciones, lo cual denota un estancamiento en las actividades de exploración, situación explicada por la ausencia de certidumbre para la inversión provocada por la demora en la implementación de normativa legal complementaria a los contratos de operación. Sin embargo, a partir del año 2010 se observa un ligero incremento en la producción promedio diaria de gas natural, esto debido a un contexto internacional de precios favorable, así como a la suscripción de la adenda al contrato de compra-venta de gas natural a Argentina, lo que otorgó mayor certidumbre para la realización de nuevas inversiones.
- Por su parte, en lo referente a la producción de petróleo, ésta muestra una clara tendencia a declinar en los últimos años. Al igual que en el caso

del gas natural, la explicación radica en una ausencia de actividad exploratoria; sin embargo, en este caso, la situación es aún más crítica, ya que la mayoría de los campos petrolíferos se encuentran en declinación y el hecho de que el precio de comercialización, en el mercado interno, esté fijado en 31,16 \$us/Bbl hace poco atractiva cualquier inversión orientada a nuevas exploraciones.

- El mercado interno de gas natural ha cobrado mayor importancia en cuanto a los volúmenes comercializados, si bien esto se encuentra explicado principalmente por una mayor demanda por parte del sector eléctrico, existe también una política gubernamental tendiente a fomentar el uso del gas natural en el mercado local; este cambio de matriz energética debe ser fomentado y plasmado en planes concretos y viables por parte del Gobierno nacional.
- Aproximadamente, 80% de los ingresos obtenidos por la comercialización de hidrocarburos proviene de las exportaciones de gas natural a Brasil y Argentina, cuyos precios se vieron incrementados como efecto del comportamiento del precio internacional del petróleo; sin embargo, ello también denota una alta dependencia de los ingresos a la volatilidad de los mercados externos, por lo que es necesario analizar la posibilidad de incluir un Fondo de Estabilización en la nueva Ley de Hidrocarburos que esté destinado a captar el excedente de ingreso obtenido por precios mayores a los proyectados.

- La Ley de Hidrocarburos N° 3058 establece que el Estado boliviano retiene el 50% del valor de los hidrocarburos producidos y medidos en punto de fiscalización; este ingreso, si bien es distribuido a una gran cantidad de beneficiarios, como son el Gobierno nacional, gobiernos departamentales y municipales, así como universidades públicas y pueblos indígenas, entre otros, ha generado una elevada dependencia de los ingresos fiscales al comportamiento de la industria petrolera, sin prever mecanismos de compensación ante grandes oscilaciones en precios o demanda que permita asegurar ingresos sostenibles para proyectos de mediano y largo plazo, por lo que es también necesario que los beneficiarios de la renta petrolera reflexionen sobre la necesidad de un Fondo de Estabilización, mecanismo que es aplicado en varios países del mundo.
- El uso y destino de los ingresos que obtiene YPFB por concepto de participación adicional en los contratos de operación debe ser transparentado y reglamentado, a fin de que dichos recursos sean invertidos de la mejor manera.
- Es necesario transparentar aún más la información relativa a los costos recuperables y utilidad de los titulares por contrato de operación, a objeto de que el pueblo boliviano, en su calidad de propietario de los recursos hidrocarburíferos, conozca los costos y beneficios que obtienen las empresas petroleras por la explotación de recursos en sus respectivos departamentos.
- Debido a la disminución en las reservas probadas de gas natural, el Gobierno boliviano ha manifestado que se hace necesario contar con un agresivo plan de exploración que considere, entre

otros aspectos, incentivos que hagan la industria atractiva a inversionistas con experiencia en el sector, para ello también es importante contar con una nueva Ley de Hidrocarburos que refleje los nuevos preceptos constitucionales y facilite el desarrollo del sector.

- En el marco de la política de reactivación de la exploración hidrocarburífera en el país que viene encarando el Gobierno, resulta importante para la sociedad civil conocer el contenido de los contratos de servicio para la exploración y explotación de hidrocarburos en áreas reservadas a favor de YPFB, esto en el marco de una política de transparencia que debiera asumir la estatal petrolera.

Asimismo, resulta necesario conocer el mecanismo bajo el cual se seleccionan dichas áreas reservadas y los criterios empleados para la selección de empresas petroleras a las cuales les son adjudicadas.

- Finalmente, resulta igualmente importante y necesario diseñar políticas de investigación y desarrollo de fuentes de energía alternativas que armonicen con el medio ambiente, aseguren la suficiencia energética en el tiempo y promuevan la eficiencia energética en Bolivia.