

# SITUACIÓN de la **RENTA PETROLERA ESTATAL**



La exploración y producción son variables para mejorar la renta petrolera

Los fondos de estabilización son una alternativa frente a la volatilidad de precios

La diversificación económica puede reducir la dependencia de las materias primas

# ÍNDICE

1. Renta Petrolera en Bolivia .....	3
2. Producción de Hidrocarburos.....	4
3. Comercialización de Hidrocarburos .....	6
4. Precios .....	7
5. Renta Petrolera Estatal .....	11
6. Conclusiones y recomendaciones.....	15



Director: Juan Carlos Núñez  
Elaboración: Raúl Velásquez · Célica Hernández  
Edición: Jorge Jiménez Jemio

Dirección: Edificio Esperanza,  
Av. Mcal. Santa Cruz 2150, Casilla 5870  
Telefax: (591-2) 2125177 – 2311074  
E-mail: fundajub@entelnet.bo  
Casilla: 5870 La Paz-Bolivia  
2015

Publicación con apoyo de:



# INTRODUCCIÓN

Desde la segunda mitad de la última década, la renta petrolera se ha constituido en uno de los pilares fundamentales de la economía nacional, sobre todo por su aporte a los ingresos fiscales, tanto para el Gobierno nacional como para los gobiernos subnacionales. Este aspecto incide en que gran parte de la población reciba algún tipo de beneficios de esa renta, ya sea mediante inversión pública o bonos sociales que son financiados, en gran parte, por el aporte de los ingresos obtenidos por la explotación de hidrocarburos.

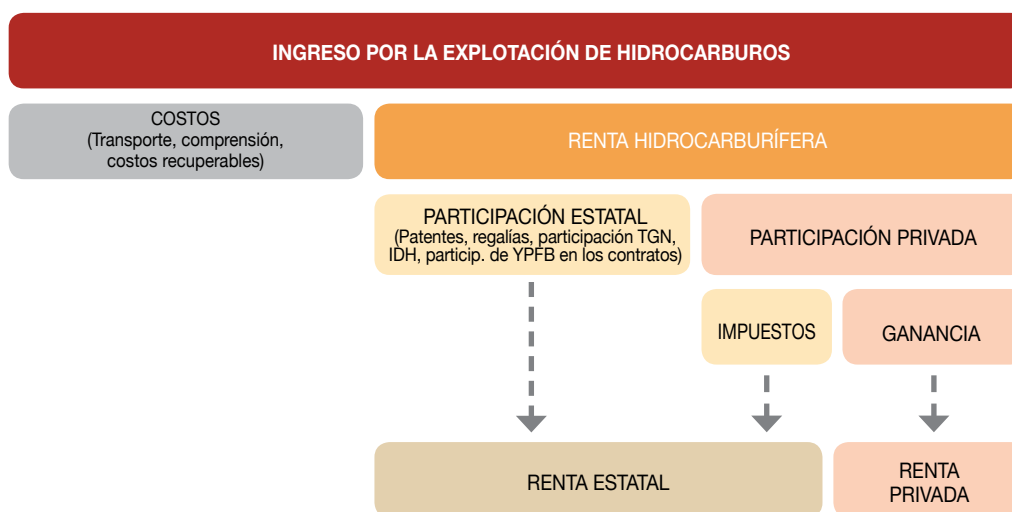
La renta petrolera es obtenida principalmente por la producción de hidrocarburos y los precios de comercialización. En el caso de Bolivia, la mayor parte de la producción hidrocarburífera es gas natural y cerca de 84% del volumen es comercializado a Brasil y Argentina, a un precio de exportación que es ajustado en base a tres *fuel oil* que dependen del precio internacional del barril de petróleo, el cual, por cierto, se caracteriza por permanentes subidas y bajadas que ocasionan que el precio de exportación de nuestro gas natural también registre esta fluctuación.

Estos constantes incrementos y decrementos, denominados volatilidad de precios, se han constituido en una preocupación en diferentes países productores de hidrocarburos y minerales a lo largo de la historia por la relevancia que la explotación de estos recursos ha tenido en su economía. En el caso de Bolivia, 50% de los ingresos por exportaciones provienen de la venta de gas natural a Brasil y Argentina, asimismo la actividad hidrocarburífera representa más de una tercera parte de los ingresos corrientes del Tesoro General de la Nación y en algunos departamentos productores las regalías petroleras representan cerca de 80% de su presupuesto público anual.

Fundación Jubileo presenta un análisis de las principales variables que inciden en la renta petrolera con el propósito de sensibilizar a la población sobre la volatilidad de estos ingresos, a fin de que espacios como el pacto fiscal sirvan para proponer mecanismos que proporcionen cierta sostenibilidad a los proyectos y programas emprendidos con recursos de la renta hidrocarburífera, e incluso el diseño de políticas para que a partir de estos recursos se pueda promover el desarrollo de otros sectores de la economía, generadores de empleo y valor agregado.

# 1. RENTA PETROLERA EN BOLIVIA

La renta petrolera se define como la diferencia entre el valor de los hidrocarburos extraídos del subsuelo, a precios de venta en el mercado internacional, menos los costos de extracción o, dicho de manera más sencilla, es entendida como la diferencia de los ingresos menos los costos; de tal manera que la renta petrolera es lo que queda para repartir entre el Estado y las empresas privadas o públicas que participan de la actividad petrolera, como se muestra en el siguiente gráfico.



El Estado no solamente se queda con su participación en la renta petrolera, sino que también obtiene recursos adicionales a través del pago de impuestos que efectúan las empresas privadas de su porción de renta. En ese sentido, la renta estatal, además de depender de los niveles de producción, precios y costos de la explotación de hidrocarburos, también depende de las alícuotas de las regalías e impuestos.

De acuerdo con la Constitución Política del Estado, en Bolivia, la empresa petrolera nacional Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) es la única facultada para realizar las actividades de la cadena productiva de hidrocarburos y su comercialización, es decir que las empresas petroleras que operan en Bolivia (tanto bajo contratos de operación como de servicios) están obligadas a entregar en propiedad a YPFB toda la producción de hidrocarburos para que sea la empresa petrolera nacional la que comercialice los mismos.

De este modo, YPFB recibe los ingresos por la comercialización de hidrocarburos, tanto en el mercado interno como por la exportación a Brasil y Argentina.

En relación a los costos, entre ellos figuran los de transporte, compresión y almacenaje; estos conceptos son cancelados a empresas subsidiarias de YPFB; por otra parte están los costos recuperables en el marco de los contratos de operación suscritos en Bolivia en octubre de 2006, los cuales son cancelados a las empresas operadoras.

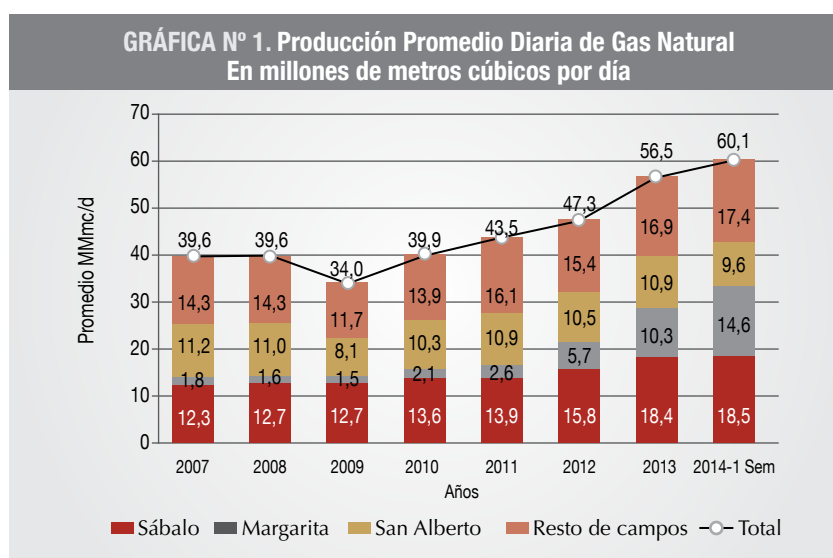
Al descontar los costos de los ingresos recibidos por la explotación y comercialización de hidrocarburos, se obtiene la renta hidrocarburífera, la cual está compuesta por las cargas fiscales (regalías, patentes e impuestos), la ganancia de las empresas petroleras, así como por la participación de YPFB en las ganancias de los contratos de operación.

Las dos variables de mayor importancia para analizar la renta petrolera son la producción de hidrocarburos y los precios a los cuales se los comercializa.

## 2. PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

En el caso de la producción, el comportamiento depende del nivel de explotación de los campos ya descubiertos con anterioridad, así como de la incorporación de nuevas áreas que hayan registrado éxito exploratorio.

En el caso de Bolivia, en la actualidad se encuentran produciendo cerca de 60 campos, de los cuales dos pueden ser considerados nuevos, por lo cual el comportamiento de la producción de hidrocarburos en el país está en función de la tasa de explotación de los campos en actual producción; la misma que ha sido incrementada en especial para los campos Sábalo, San Alberto y Margarita – Huacaya; es decir, los tres campos más importantes del país. En los próximos cinco años es previsible obtener resultados de la actividad exploratoria que se realiza en las áreas reservadas a favor de YPFB, lo cual, eventualmente, podría incrementar la producción.

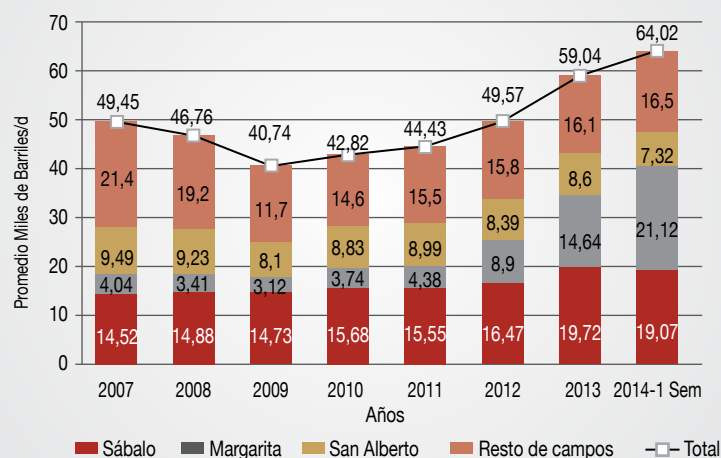


Fuente: Boletines Estadísticos de YPFB

Como se aprecia en el gráfico anterior, la producción promedio diaria de gas natural se ha incrementado notoriamente en los últimos siete años; mientras en la gestión 2007 llegó a 39,6 MMmc/d, al primer semestre del año 2014 llegó a 60,1 MMmc/d, lo cual representa un incremento de 52%.

Los campos que registraron un mayor incremento en la producción fueron Margarita, con una variación de 8 veces más el volumen promedio diario producido el año 2007; seguido por Sábalo, que el año 2014 produjo 1,5 veces más que el 2007. Sin duda el importante incremento en el caso del campo Margarita se debe a la construcción de la Planta de Procesamiento de Gas Natural entre los años 2010 y 2013, con las ampliaciones encaradas en la Fase I y Fase II, lo cual permitió incrementar la producción de 2 MMmc/d a 15 MMmc/d; este resultado constituye la principal explicación para el incremento de producción de gas natural registrado en el país en los últimos años.

**GRÁFICA N° 2. Producción Promedio Diaria de Hidrocarburos Líquidos**  
En miles de barriles diarios

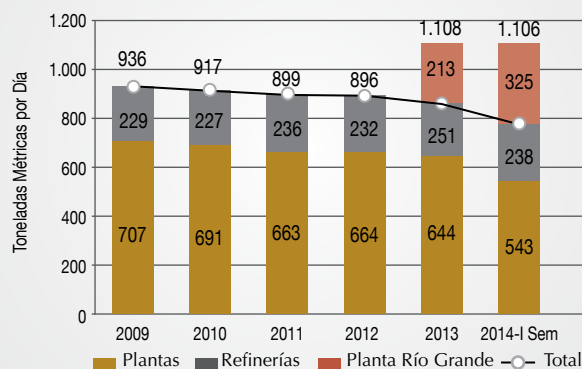


Fuente: Boletines Estadísticos de YPFB

En relación a la producción de hidrocarburos líquidos, cerca de 70% proviene de los campos Sábalo, Margarita y San Alberto, debido a que cerca de 73% de la producción de hidrocarburos líquidos es condensado, lo cual está asociado al gas natural, seguido por gasolina natural y petróleo; por ello, ante incrementos en la producción de gas natural también se incrementa la de petróleo condensado.

En lo referido a la producción de Gas Licuado de Petróleo (GLP), el siguiente gráfico muestra en notorio incremento el año 2013 en relación a gestiones anteriores, debido al inicio de operaciones de la planta separadora de líquidos de Río Grande.

**GRÁFICA N° 3. Producción Promedio Diaria de Gas Licuado de Petróleo**  
En toneladas métricas por día



Fuente: Boletines Estadísticos de YPFB

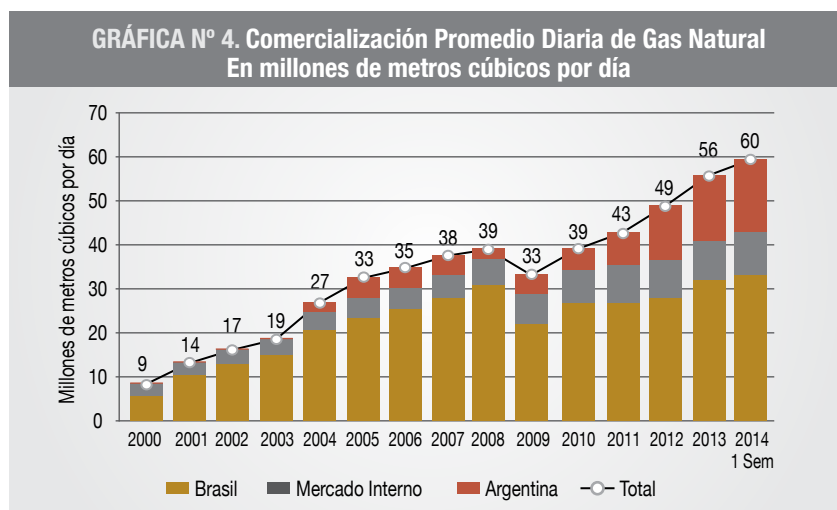
Como se aprecia en el gráfico, para el año 2014, la producción de GLP en la planta separadora de líquidos de Río Grande representó cerca de 30% de la producción nacional, otro 49% fue obtenido en otras plantas y el restante 22% fue obtenido mediante procesos de refinación.

La producción promedio diaria total de GLP el año 2014 fue superior en 18% a la del año 2009. Esta producción venía experimentando una tendencia a disminuir y por ser inferior a la demanda del mercado interno obligaba al país a importar este hidrocarburo hasta el año 2013; pero con la puesta en marcha de la planta separadora de líquidos de Río Grande se pudo revertir esta situación; de hecho, la producción promedio diaria de esta planta pasó de 213 Toneladas Métricas diarias (TM/d), en el año 2013, a 325 TM/d para el primer semestre de 2014, lo cual supone un incremento de 53%.

### 3. COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS

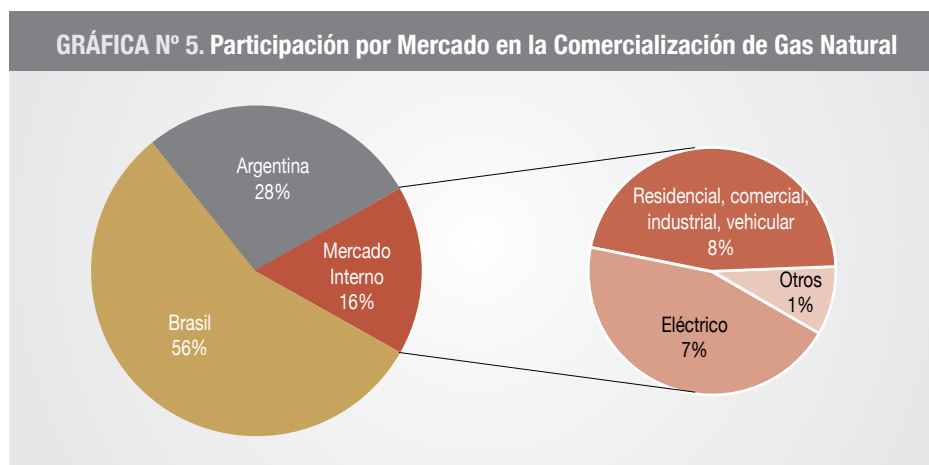
La Ley de Hidrocarburos N° 3058, del año 2005, establece que el mercado interno tiene prioridad sobre los mercados de exportación, en tanto que la Resolución Ministerial 255/2006, de diciembre del año 2006, señala que la producción de hidrocarburos será asignada en el siguiente orden de prelación para el gas natural: mercado interno, mercado de exportación comprometido a Brasil y mercado de exportación comprometido a Argentina; para los hidrocarburos líquidos: mercado interno y mercado de exportación.

Así como la producción de gas natural registró una tendencia creciente, la misma se ve reflejada en mayores volúmenes comercializados a los tres mercados con los que cuenta el país:



Fuente: Boletines Estadísticos de YPFB

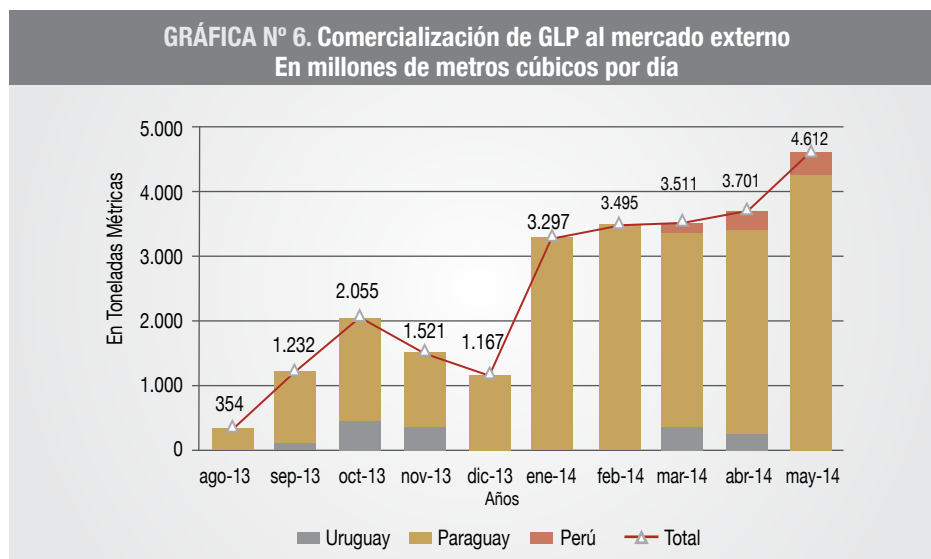
El mercado externo es el de mayor importancia para la comercialización del gas natural producido en Bolivia. Como se aprecia en el siguiente gráfico, cerca de 84% de las ventas tienen como destino la exportación, siendo que en el año 2014 el 56% del volumen comercializado fue enviado a Brasil y 27% a Argentina.



En relación al mercado interno, éste representa cerca de 16% del volumen comercializado, siendo el principal destino los sectores residencial, comercial, industrial y vehicular que representan 46% del volumen comercializado; por su parte, el sector eléctrico representa 45%, siendo el restante 9% destinado a consumidores directos y otros.

En el caso de la producción de hidrocarburos líquidos, éstos se destinan en su totalidad a abastecer el mercado interno; sin embargo, existen volúmenes de petróleo crudo reconstituido obtenido en el proceso de refinación que son exportados debido a la falta de tecnología en las refinerías nacionales para procesar este producto.

Como se mencionó, la puesta en marcha de la planta de separación de líquidos de Río Grande permitió el abastecimiento de la demanda de mercado interno y, además, permitió contar con un excedente para ser exportado. Para el segundo semestre de la gestión 2013 ya se había exportado un total de 6.328 TM de GLP a Uruguay y Paraguay; no obstante, hasta mayo del año 2014 el volumen exportado de este energético llegó a 18.616 TM, explicado por un incremento en las ventas a Paraguay (principal mercado), así como por exportaciones realizadas a Perú, como se aprecia en el siguiente gráfico.



Fuente: Boletines Estadísticos de YPFB

## 4. PRECIOS

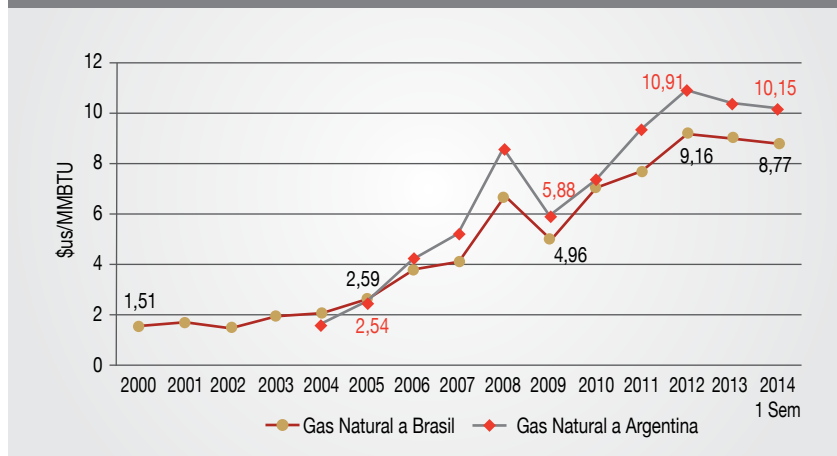
Una variable de gran importancia en la renta petrolera es el precio al cual se comercializan los hidrocarburos producidos. En el caso boliviano, el mercado interno tiene un precio inferior al de venta en el mercado externo. En el país, el precio del barril de petróleo que tenga por destino el mercado interno está congelado desde el año 2004 en 31,16 dólares americanos, menor al precio internacional del barril de petróleo que se sitúa actualmente en un promedio próximo a 49 \$us/Barril.

Para el gas natural, la misma Ley de Hidrocarburos establece que –en ningún caso– los precios del mercado interno de este energético podrán sobrepasar el 50% del precio mínimo del contrato de exportación. Actualmente, el precio de comercialización del gas natural en el mercado interno varía en una banda definida por tipo de sector, el cual oscila entre 4,40 y 0,57 dólares por millar de pie cúbico (\$us/Mpc).

En relación al mercado externo, el precio de venta de gas natural a Brasil y Argentina merece especial atención, debido a que 84% del volumen comercializado de este hidrocarburo tiene por destino la exportación. Estos mercados se convierten en la principal fuente de ingresos por concepto de venta de hidrocarburos.

El siguiente gráfico muestra el comportamiento de los precios promedio anuales de venta de gas natural a Brasil y Argentina.

**GRÁFICA N° 7. Comportamiento del Precio Promedio Anual de Exportación de Gas Natural boliviano. En dólares por millón de BTU**



Fuente: Boletines Estadísticos de YPFB

Desde el año 2012 se observa una tendencia decreciente en los precios de venta de gas natural a Brasil y Argentina; vale la pena destacar también que ya el año 2008 se registró una fuerte caída en estos precios puesto que dependen de la cotización de ciertos fuel oil que, a su vez, están en función de la cotización del precio internacional del barril de petróleo que se caracteriza por su alta volatilidad de precios. Debido a la disminución registrada en la cotización internacional del barril de petróleo desde el mes de octubre, seguramente el precio promedio final de la presente gestión será un poco menor.

Tanto el contrato de venta a Brasil como el suscrito con Argentina establecen que el precio de venta es establecido trimestralmente. En el caso del gas natural exportado a Brasil, el precio de venta es fijado con base en una canasta de 3 fuel oil que tienen distinta ponderación dentro de la fórmula de cálculo:

$$PG = P(i) \left[ 0,5 \frac{FO1_i}{FO1_o} + 0,25 \frac{FO2_i}{FO2_o} + 0,25 \frac{FO3_i}{FO3_o} \right]$$

**Dónde:**

**PG:** Precio del gas en \$us/MMBTU.

**P(i):** Precio base (QDCA, QDCB).

**FO1:** Fuel oil de 3,5% de azufre, referido bajo el título Cargoes FOB Med Basis Italy, en unidades de dólar por tonelada métrica (\$us/TM);

**FO2:** Fuel oil N° 6 de 1% de azufre, referido bajo el título U.S. Gulf Coast Waterborne, en unidades de dólar por barril (\$us/BBL);

**FO3:** Fuel oil de 1% de azufre, referido bajo el título Cargoes FOB NWE, en unidades de dólar por tonelada métrica (\$us/TM).

Estos precios referenciales de fuel oil son publicados en el Platt's Oilgram Price Report, en la tabla Spot Price Assessments.

Adicionalmente, el contrato de compra-venta de gas natural suscrito con Brasil, en su subcláusula 11.5 también establece que el precio del gas (PG) calculado de acuerdo con la fórmula anterior será ajustado aplicándose la siguiente fórmula:

$$Pt = 0,5 PG + 0,5 Pt-1$$

**Dónde:**

**Pt:** Precio del gas, en unidades de dólar por millón de BTU (\$us/MMBTU), para el trimestre pertinente.

**PG:** Precio del gas, en unidades de dólar por millón de BTU (\$us/MMBTU) calculado según la subcláusula 11.2 de esta cláusula para el trimestre pertinente;

**Pt-1:** Precio del gas, en unidades de Dólar por millón de BTU (\$us/MMBTU), correspondiente al trimestre inmediatamente anterior.

Esta última fórmula se constituye en un mecanismo de amortiguación para evitar cambios bruscos tomando en cuenta el comportamiento de trimestre anterior.

En relación al contrato de compra – venta de gas natural suscrito con la Argentina la fórmula del precio es similar a la estipulada en el Contrato con Brasil, salvo que se añade el precio internacional de diesel oil como se aprecia en la siguiente fórmula.

$$PG = P \left[ 0.20 \frac{FO1_i}{FO1_o} + 0.40 \frac{FO2_i}{FO2_o} + 0.20 \frac{FO3_i}{FO3_o} + 0.20 \frac{DO3_i}{DO3_o} \right]$$

**Dónde:**

**PG:** Precio del gas en \$us/MMBTU), para el trimestre correspondiente;

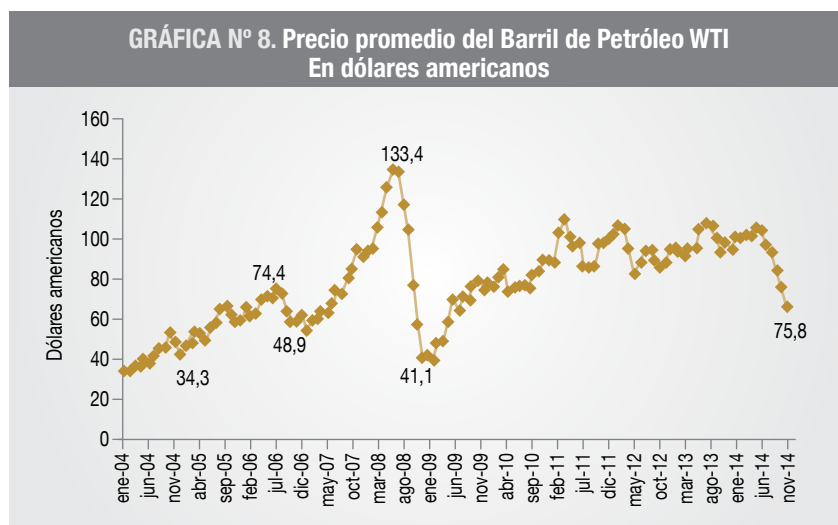
**FO1:** Fuel oil de 3,5% de azufre, referido bajo el título Cargoes FOB Med Basis Italy, en unidades de dólar por tonelada métrica (\$us/TM);

**FO2:** Fuel oil N° 6 de 1% de azufre, 6° API referido bajo el título U.S. Gulf Coast Waterborne, en unidades de dólar por barril (\$us/BBL);

**FO3:** Fuel oil de 1% de azufre, referido bajo el título Cargoes FOB NWE, en unidades de dólar por tonelada métrica (\$us/TM);

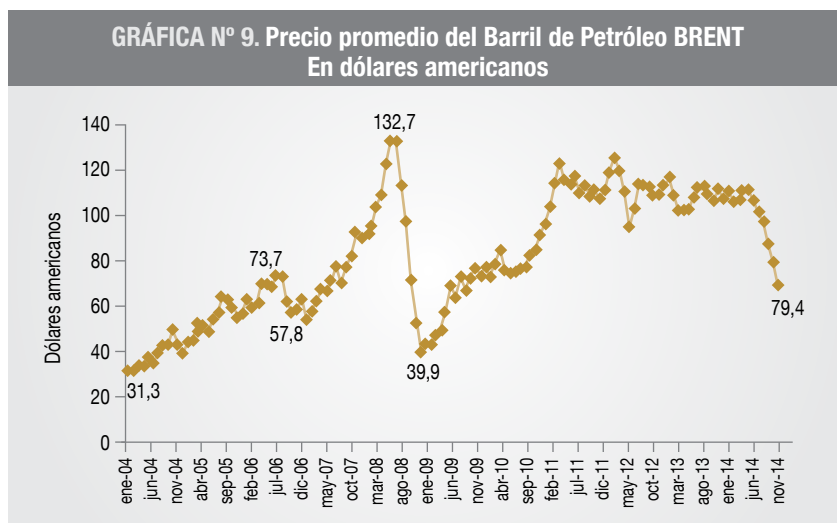
**DO:** LS diesel, referido bajo el título U.S. Gulf Coast Waterborne, en unidades de US cents/ US galón (USc\$/USgal).

Los fuel oil que figuran en las fórmulas de ajuste de precio presentes, tanto en el contrato de compra-venta de gas natural suscrito con Brasil y con Argentina, dependen del precio internacional del barril de petróleo, fundamentalmente del precio West Texas Intermediate (WTI) y del precio BRENT (precio de referencia del crudo en el mar del norte).



Fuente: US Energy Information Administration

Como se observa en el gráfico anterior, los precios, si bien muestran una tendencia general creciente desde el año 2004, por su característica volátil, experimentan constantes subidas y bajadas, siendo la más notoria la registrada el año 2008, cuando el mes de julio alcanzó un promedio de 133 \$us/Bbl, para luego descender a 41 \$us/Bbl en diciembre del mismo año.



Fuente: US Energy Information Administration

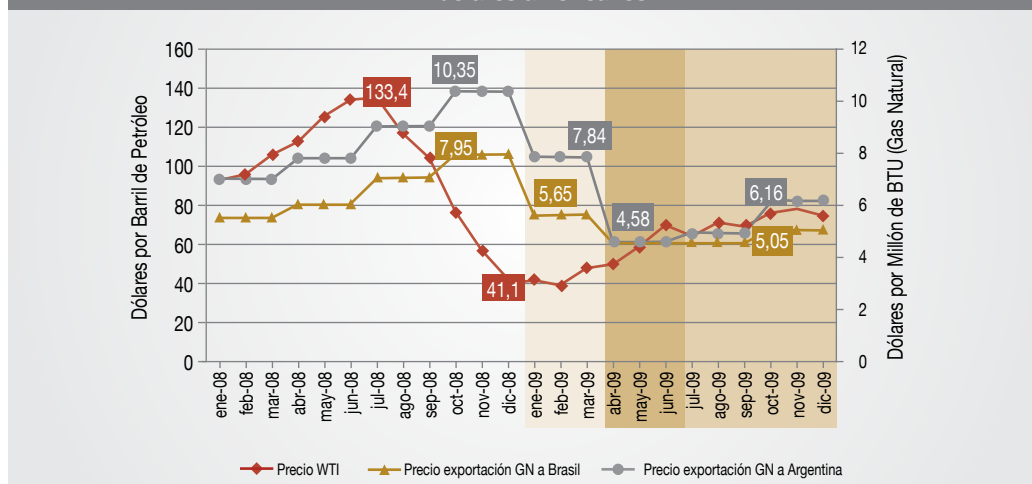
Al igual que con la cotización del WTI, el precio BRENT muestra una tendencia creciente luego de enero de 2009, cuando cayó hasta los 40 \$us/Bbl, alcanzando en abril de 2010 a 84 \$us/Bbl. Siendo un precio igualmente caracterizado por su volatilidad, dado que intervienen muchos factores en su comportamiento, hasta agosto de ese mismo año volvió a disminuir a 75 \$us/Bbl hasta el mes de agosto, cuando nuevamente se registró una importante tendencia al alza hasta alcanzar, en abril de 2011, un promedio mensual de 123 \$us/Bbl y mantenerse próximo a 100 dólares el barril durante los años 2012, 2013, e incluso hasta agosto de 2014.

La disminución en precios que comenzó a finales de agosto de 2014 ha venido tornándose en un aspecto muy preocupante para los países exportadores, no sólo de petróleo, sino también de gas natural. Esta tendencia a la baja se ha ido agudizando desde el mes de octubre, haciendo muy difícil prever el límite de la caída, así como el tiempo que puede durar la misma. Este aspecto ha permitido evidenciar el nuevo e importante rol del Shale Gas y Shale Oil, así como el nuevo protagonismo de países no pertenecientes a la OPEP –como Estados Unidos y Canadá– que lo están ya produciendo mediante la técnica del fracking (fractura hidráulica), la cual es ampliamente criticada por el impacto ambiental que ocasiona.

Si bien en el caso de Bolivia los contratos de exportación de gas natural suscritos con Argentina y Brasil presentan una fórmula para el cálculo del precio de exportación vinculada a los precios internacionales del barril de petróleo, también cuentan con mecanismos que permiten amortiguar el impacto de la disminución del precio sobre los ingresos que recibe el país, así como los beneficiarios de la renta petrolera.

Sin duda, no es lo mismo recibir ingresos por concepto de explotación de hidrocarburos con un precio de 100 \$us/Bbl que con uno de 70 \$us/Bbl. A manera de ejemplo, el año 2008, el precio internacional promedio del barril de petróleo alcanzó a 133 \$us/Bbl en julio, para luego descender paulatinamente hasta llegar a 41 \$us/Bbl en diciembre de ese periodo. Ese año, producto del incremento del precio del barril de petróleo registrado en el primer semestre, el precio de venta de gas natural boliviano a Brasil alcanzó a 8 \$us/MMBTU en octubre; sin embargo, luego, con el descenso del precio registrado en el segundo semestre, el efecto en el precio del gas natural boliviano exportado llegó a 4,5 \$us/MMBTU en abril de 2009. Este comportamiento se puede apreciar de forma más clara en la siguiente gráfica, donde se observa que el efecto de la caída es amortiguado (ver porción sombreada) y afecta al país de forma más lenta que el incremento.

**GRÁFICA N° 10. Precio promedio del Barril de Petróleo vs. precio mensual del Gas Natural exportado  
En dólares americanos**



Fuente: Boletines Estadísticos de YPF y US Energy Information Administration

El precio internacional del barril de petróleo se caracteriza por su volatilidad, ello debido a que su cotización depende de aspectos económicos, técnicos, financieros y hasta geopolíticos; y ello hace muy complejo poder predecir el valor que podrá tomar en el futuro, así como la duración de sus ciclos altos y bajos.

La variable precio es una de las determinantes de la renta petrolera, mas no la única, ya que la producción también tiene un impacto importante en la misma; así, un incremento del volumen producido puede ayudar a compensar una caída en los precios, y viceversa. En algunos casos se da que ambas variables se incrementan, lo cual se traduce en una mayor renta, como se observó en Bolivia durante el periodo 2012-2014.

## 5. RENTA PETROLERA ESTATAL

La renta petrolera es el resultado de restar de los ingresos obtenidos por la venta de hidrocarburos los costos incurridos para su explotación y posterior comercialización. De la renta petrolera participan tanto el Estado como las empresas dedicadas a las diferentes etapas de la actividad hidrocarburífera.

En relación a la participación de las empresas en la renta petrolera, debido a falta de información suficiente, no resulta posible realizar el cálculo de la misma, aunque en investigaciones anteriores de Fundación Jubileo se estableció que ésta se encuentra próxima a un 15% del total de ingresos por la venta de hidrocarburos.

La participación estatal dentro de la renta petrolera es determinada por diferentes conceptos, entre los que figuran regalías, impuestos y la participación de la empresa petrolera estatal YPFB en las utilidades de los contratos de operación suscritos el año 2006.

Cada uno de estos componentes de la renta petrolera estatal tiene una base de cálculo diferente, una alícuota distinta y también distintos beneficiarios, el siguiente cuadro resume estos conceptos por componente de la renta petrolera estatal en Bolivia.

**CUADRO N° 1. Patentes, Regalías y Participación del TGN**

Concepto	Base de Cálculo	Beneficiarios	Distribución
<b>Patentes</b>	Fase 1: Bs 4,93/hectárea. Fase 2: Bs 9,86/hectárea. Fase 3: Bs 19,7/hectárea. Fase 4 en adelante: Bs 39,42/hectárea.	Municipios donde se encuentran las operaciones petroleras. Ministerio de Desarrollo Rural y Tierras	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 50% municipios</li> <li>• 50% Ministerio de Desarrollo Rural y Tierras</li> </ul>
<b>Regalía Departamental</b>	11% de la producción departamental fiscalizada de hidrocarburos.	Los departamentos donde se origina la producción	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tarija</li> <li>• Santa Cruz</li> <li>• Cochabamba</li> <li>• Chuquisaca</li> </ul>
<b>Regalía Nacional Compensatoria</b>	1% de la producción nacional fiscalizada de hidrocarburos.	Beni y Pando	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Beni (2/3)</li> <li>• Pando (1/3)</li> </ul>
<b>Participación Tesoro General de la Nación</b>	6% de la producción nacional fiscalizada de hidrocarburos.	TGN	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 100% Tesoro General de la Nación</li> </ul>

Adicionalmente a las regalías, el año 2005, mediante la aprobación de la Ley de Hidrocarburos N° 3058 se creó el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), con una alícuota de 32% sobre la producción fiscalizada. Este tributo se calcula de forma similar a las regalías y, en el transcurrir del tiempo, se ha constituido en la principal fuente de ingresos. Así, en los últimos cinco años representó cerca de 40% de la renta petrolera; y de los pagos que realiza el sector hidrocarburos. Definitivamente, el IDH beneficia a mayor cantidad de sectores, aspecto que, además, hace muy compleja su administración.

**CUADRO N° 2. Impuesto Directo a los Hidrocarburos**

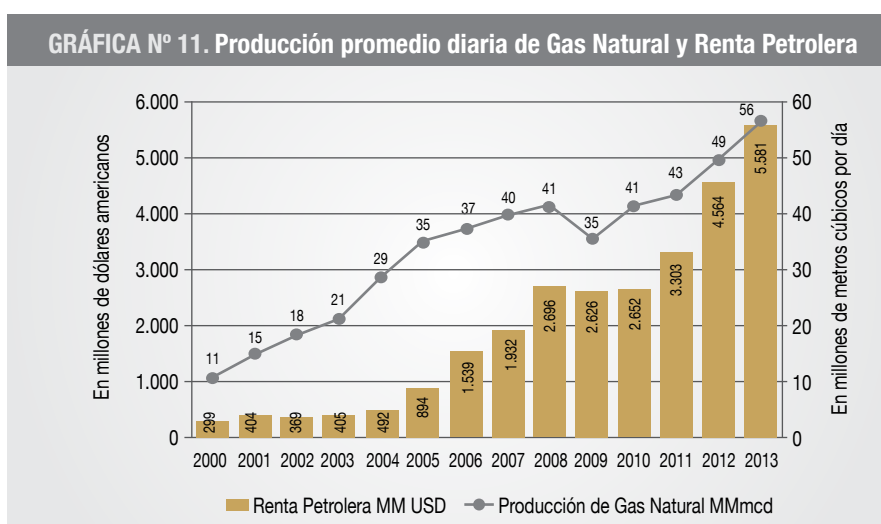
Concepto	Base de Cálculo	Beneficiarios	Distribución
<b>Impuesto Directo a los Hidrocarburos</b>	<b>32%</b> sobre la producción nacional fiscalizada	<b>12,5%</b> departamentos productores	<b>8,62%</b> universidades públicas <b>24,39%</b> gobierno departamental
		<b>31,25%</b> departamentos no productores (6,25% a cada uno)	<b>66,9%</b> gobiernos municipales
		<b>56,25%</b> Tesoro General de la Nación	<b>5,0%</b> del total recaudado por IDH destinado al Fondo de Desarrollo de Pueblos Indígenas y Originarios y Comunidades Campesinas. <b>9,5%</b> Fondo Compensatorio para departamentos con mayor población: Municipios (80%) y universidades públicas (20%). <b>5,0%</b> Fondo de Ayuda Interna al Desarrollo Nacional destinado a masificar uso de gas natural. <b>Variable</b> destinado a compensar al departamento productor cuyo ingreso por concepto de IDH sea menor al de un departamento no productor <b>Variable</b> monto presupuestado para Policía Nacional y Fuerzas Armadas. <b>Resto</b> Tesoro General de la Nación.

La Ley de Hidrocarburos N° 3058, en su artículo 58, establece que los Titulares (empresas participantes) de los contratos están sujetos en todos sus alcances al Régimen Tributario establecido en la Ley N° 843 y demás leyes vigentes. Asimismo, los contratos de operación, en la cláusula 12, establecen que el Titular estará igualmente sujeto a lo establecido en el Código Tributario Boliviano, la Ley N° 843 y sus reglamentos. En este sentido, además del pago de patentes, regalías e Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) descritos anteriormente, las empresas que operan en el sector hidrocarburos están alcanzadas por los siguientes impuestos del régimen general:

Impuesto	Alícuota	Base Imponible	Beneficiarios
Impuesto al Valor Agregado (IVA)	13%	El precio neto de venta de los bienes muebles, contratos de obras y prestación de servicios y de toda otra prestación cualquiera fuere su naturaleza, consignado en la factura, nota fiscal o documento equivalente.	75% Tesoro General de la Nación 20% gobiernos municipales
Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas (IUE)	25%	Utilidades resultantes de los estados financieros de las empresas al cierre de cada gestión anual, ajustadas de acuerdo a lo dispuesto en la Ley N° 843 y sus reglamentos. En el caso de utilidades remesadas al exterior, se aplica el 12,5% al monto total pagado o remesado.	5% universidades públicas
Impuesto a las Transacciones (IT)	3%	Ingresos brutos devengados por concepto de venta de bienes, retribuciones totales obtenidas por los servicios prestados, retribución por toda actividad ejercida, intereses obtenidos por préstamos de dinero y en general de las operaciones realizadas.	
Régimen Complementario al Impuesto al Valor Agregado (RC-IVA)	13%	Ingresos de las personas naturales y sucesiones indivisas provenientes de la inversión de capital, del trabajo o de la aplicación conjunta de ambos factores.	
Impuesto Especial a los Hidrocarburos y sus Derivados (IEHD)	Variable por producto	Se aplica una tasa por litro (bolivianos por litro) o unidad de medida equivalente que corresponda según la naturaleza del producto. Los productos gravados son: gasolina premium, gasolina especial, gasolina de aviación, gasolina natural, gasolina blanca, fuel oil, gas natural comprimido, jet fuel, kerosene, diesel oil, aceite automotriz e industrial y grasas lubricantes.	75% Tesoro General de la Nación 20% gobiernos departamentales 5% universidades públicas

Si bien la actividad de exploración es la primera de toda la cadena de valor del sector hidrocarburos, la de explotación y producción es la generadora de la renta petrolera, pues permite contar con el recurso hidrocarburífero fundamental para que se puedan aplicar las regalías e impuestos que en última instancia deben beneficiar a la población en general.

El 84% de los hidrocarburos producidos en Bolivia corresponde a gas natural, por lo que la producción de dicho energético es el que marca la tendencia a nivel general. En el siguiente gráfico se presenta el comportamiento de la producción de gas natural y la renta petrolera obtenida en Bolivia durante los años 2000 – 2013.



Fuente: Balance Energético Nacional y Boletines Estadísticos de YPFB

Si bien tanto la producción como los precios son los principales determinantes de la renta petrolera, el comportamiento de los ingresos sigue la misma tendencia de la producción de hidrocarburos. Como se pudo apre-

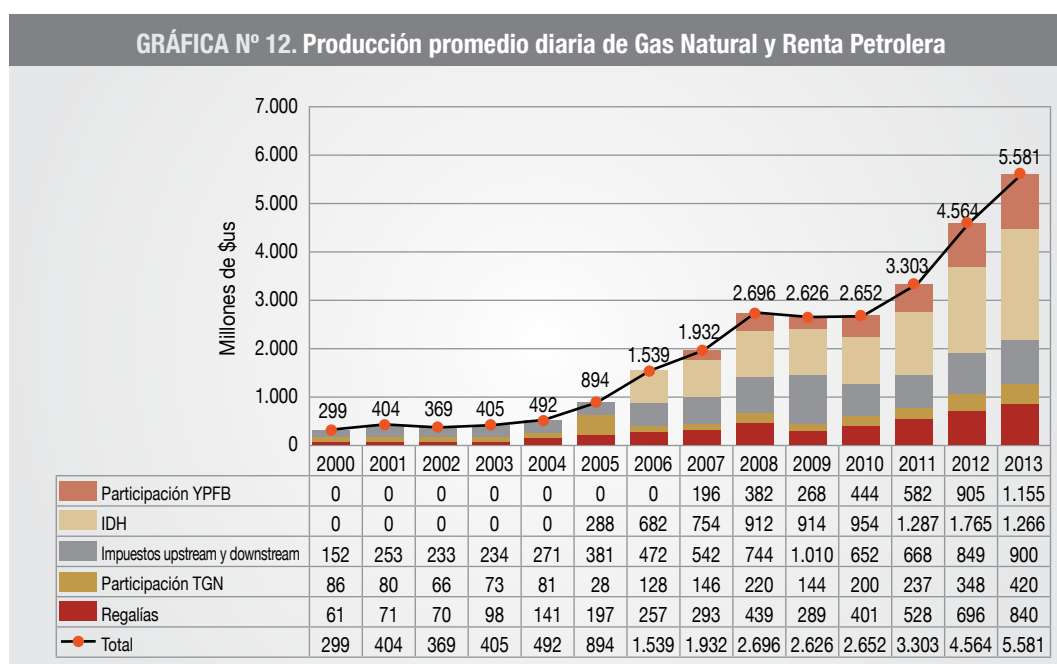
ciar en el gráfico de precios de exportación de gas natural (Gráfico N° 7), los mismos vienen registrando una tendencia decreciente durante los años 2013 y 2014; sin embargo, el incremento en la producción ha permitido compensar de cierta forma esa caída y la renta petrolera mantuvo una tendencia creciente el año 2013.

Es importante considerar que si bien la caída de precios aún no llega a los niveles observados a finales del año 2008 y durante el 2009 –cuando la producción de gas natural bordeaba los 40 MMmcd–, actualmente la producción de hidrocarburos es notoriamente superior, bordeando los 65 MMmcd, lo que ayuda en gran medida a amortiguar la caída en los ingresos por concepto de renta petrolera.

Un aspecto igualmente relevante en términos de captura de una mayor renta petrolera por parte del Estado es el régimen fiscal. Como se aprecia en el gráfico anterior, durante los años 2000–2004, si bien tanto la producción como los precios se fueron incrementando, los niveles de renta no presentaban grandes variaciones; este aspecto motivó una serie de movilizaciones sociales en Bolivia demandando una mayor participación estatal, derivando en un referéndum nacional por el gas natural y posteriormente en una nueva ley de hidrocarburos.

En mayo de 2005 se promulgó la Ley de Hidrocarburos N° 3058 que, además de sentar nuevas bases para el sector hidrocarburífero en el país, establecía la creación del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) con una alícuota de 32% sobre la producción fiscalizada de hidrocarburos, que –sumado al 18% que el Estado ya percibía por concepto de regalías y participaciones– permite garantizar al menos un 50% de renta petrolera en favor del Estado boliviano.

El siguiente gráfico muestra que el IDH es la principal fuente de la renta petrolera y representa, en promedio, el 40% de la misma.



Fuente: Boletines Estadísticos de YPFB

Desde el año 2007 se adicionó a la renta petrolera la participación de YPFB en las utilidades de los contratos de operación suscritos en octubre de 2006, es importante tomar en cuenta que la participación que tiene la empresa petrolera estatal varía de un contrato a otro y está en función de la producción diaria y, en cierta forma, de la rentabilidad que se obtiene en cada contrato.

En relación al pago de impuestos del régimen general, excluyendo los pagos por IDH, no se cuenta con información desagregada; sin embargo, de acuerdo con cifras de recaudación tributaria del año 2012, publicadas por la Unidad de Análisis de Políticas Sociales y Económicas, el pago de mayor importancia es el correspondiente al Impuesto a las Utilidades de las Empresas (IUE) que representa cerca de 25% del total recaudado por este sector.

En todo caso, como se mencionó anteriormente, ya sea que el Estado capte la renta petrolera mediante regalías, impuestos, patentes o participación en utilidades, las dos principales variables para determinar estos ingresos estatales son la producción y los precios de comercialización. Por ello, en el caso de la primera variable un aspecto de gran relevancia es la dinámica de la actividad exploratoria que garantice la reposición de las reservas que se consumen. En el caso de los precios, al estar éstos caracterizados por su volatilidad resulta importante el diseño de mecanismos como fondos que permitan ahorrar los ingresos adicionales en épocas de precios altos para poder ser utilizados en ciclos de precios bajos.

## 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El nivel de ingresos por la producción de hidrocarburos que percibe el Estado boliviano dependen de dos variables principales: del nivel de producción y de los precios utilizados para la valoración de esa producción.
- La producción de hidrocarburos se ha incrementado notablemente en los últimos seis años, pasando de un promedio de 37 MMmcd a un poco más de 60 MMmcd, aspecto que a la par de los altos precios de exportación ha permitido incrementar los ingresos por concepto de renta petrolera.
- En el caso de la producción de petróleo, el precio internacional no tiene ninguna incidencia en la valoración de la misma, debido a que en el país existe una política de fijación de precios que establece un valor de 31,16 dólares para cada barril producido en campo; por lo tanto, la única manera de incrementar las recaudaciones del Estado es a través de una mejora en los niveles de producción.
- En el caso del gas natural, el incremento de producción durante los años 2013 y 2014 ha permitido compensar precios de exportación de gas natural ligeramente inferiores a los observados hasta el año 2012, ello debido a que la disminución en los precios no ha sido significativa hasta el momento.
- Al estar la renta petrolera determinada por la producción y los precios de comercialización, una de estas variables puede ser utilizada para compensar variaciones en la otra a fin de no afectar el nivel de ingresos por concepto de renta; sin embargo, esta compensación difícilmente puede ser prolongada por mucho tiempo y dependerá, además, de la medida en que una u otra variable disminuya.
- La reciente caída de los precios internacionales de petróleo saca a relucir nuevamente el pensamiento rentista de la sociedad boliviana, que muestra una gran preocupación ante la caída de los precios en contraste a una permanente indiferencia cuando éstos estuvieron altos, que es cuando se pudo proponer el diseño de un fondo de estabilización con los ingresos adicionales que se obtenían por la exportación del gas natural boliviano

- Así como los precios internacionales del barril de petróleo durante el último trimestre han bajado, es probable que algún momento, en el mediano plazo, vuelvan a subir, por lo que se deben establecer mecanismos necesarios que permitan, de alguna manera, amortiguar la volatilidad de los precios internacionales del barril de petróleo y su consecuente impacto en los ingresos del Estado. La creación de un fondo de estabilización de precios o de provisión de ingresos, en coyunturas favorables, debería ser analizada en el marco del futuro pacto fiscal, con el fin de minimizar esta volatilidad.
- Algunos países productores de petróleo han diseñado “Fondos de Estabilización” que permiten ahorrar los ingresos adicionales obtenidos por precios altos del barril de petróleo para ser utilizados luego, en caso de que el precio baje, y así poder dar sostenibilidad a los gastos en programas y proyectos que el Estado, en sus diferentes niveles, emprende, buscando principalmente no afectar a poblaciones vulnerables.

---

[www.jubileobolivia.org.bo](http://www.jubileobolivia.org.bo)

---



Fundacion Jubileo



@JubileoBolivia

Suscríbese en línea enviando un correo a:  
[jubileobolivia-subscribe@yahoogroups.com](mailto:jubileobolivia-subscribe@yahoogroups.com)