

SITUACIÓN DE LA **RENTA PETROLERA** ESTATAL



Los ingresos por exportación de gas natural se ven afectados por un ciclo de caída en el precio internacional del petróleo.

Urge mayor acceso a información sobre costos de producción y distribución de ganancias para un mejor monitoreo de la renta.

CONTENIDO

1. Renta petrolera en Bolivia.....	1
2. Producción de hidrocarburos.....	2
3. Comercialización de hidrocarburos.....	5
4. Precios.....	7
5. Costos de producción.....	14
6. Participación de YPFB.....	16
7. Renta petrolera estatal.....	16
8. Conclusiones y recomendaciones.....	21



Director: Juan Carlos Núñez
Elaboración: Sandra Sánchez
Raúl Velásquez
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



INTRODUCCIÓN

La renta petrolera se ha constituido, desde la segunda mitad de la última década, 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 la renta petrolera, ya sea mediante inversión pública o bonos sociales que son financiados en gran parte por los ingresos obtenidos por la explotación de hidrocarburos.

La renta petrolera es obtenida principalmente a partir de 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. Este precio se caracteriza por permanentes subidas y bajadas que ocasionan que el precio de exportación del gas natural también registre esas oscilaciones.

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 del Estado, y en algunos departamentos productores, las regalías petroleras representan cerca de 80% de su presupuesto público anual.

En este contexto, Fundación Jubileo presenta un análisis de las principales variables que inciden en la renta petrolera con el propósito de informar a la población sobre la volatilidad de estos ingresos, a fin de sensibilizar a la población para valorar espacios como el pacto fiscal que sirven 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 públicas que promuevan el desarrollo de otros sectores de la economía generadores de empleo y valor agregado, así como el fortalecimiento de las políticas sociales que contribuyan a la reducción de la pobreza y desigualdad.



1. RENTA PETROLERA EN BOLIVIA

La renta petrolera se la 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 me-

nos 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.



Como se observa en el 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 petrolera. En este sentido, la renta estatal, además de depender de los niveles de producción, precios y costos de la explotación de hidrocarburos, depende también de las alícuotas de las regalías e impuestos.

Resulta importante considerar que 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.

En este sentido, YPFB recibe los ingresos por la comercialización de hidrocarburos, tanto en el mercado interno como por la exportación.

En relación a los costos, entre ellos figuran los costos 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.

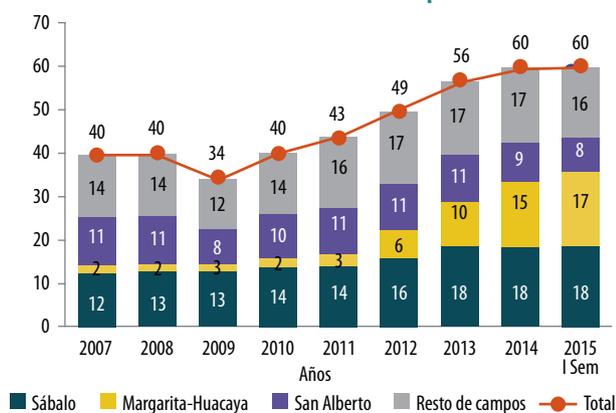
Las dos variables de mayor importancia para poder analizar la renta petrolera son la producción de hidrocarburos y los precios a los cuales se los comercializa.

2. PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

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

En Bolivia, en la actualidad, se encuentran produciendo cerca de 60 campos, de los cuales dos pueden ser considerados como nuevos; por lo tanto, el comportamiento de la producción de hidrocarburos en Bolivia 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 y Margarita – Huacaya, es decir, dos de los tres campos más importantes del país. En todo caso, en los próximos cinco años es previsible que se cuente con resultados de la actividad exploratoria que se viene realizando en las áreas reservadas a favor de YPFB, lo cual podría, eventualmente, incrementar la producción.

Gráfico N° 1: Producción Promedio Diaria de Gas Natural
En millones de metros cúbicos por día



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, siendo que el año 2007 la misma alcanzaba a 39,6 MMmc/d, en el primer semestre del año 2015 se alcanzó a 60 MMmc/d, lo cual representa un incremento de 52%.

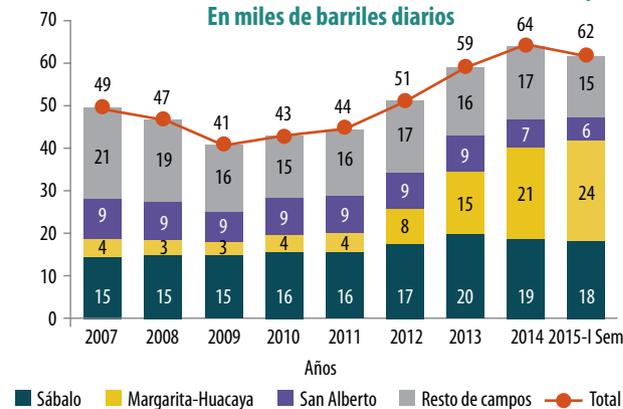
Resulta evidente que el año 2015 se logró mantener el nivel de producción alcanzado el año 2014; sin embargo, se observa que el campo San Alberto tiende a disminuir su producción, por lo que autoridades nacionales y departamentales han anunciado que el mismo está ingresando en fase de declinación.

Asimismo, en el transcurso del año se ha anunciado que a partir de abril de 2016 iniciará producción el cam-

po Incahuasi, en el marco del Contrato de Operación Bloque Ipatí, suscrito el año 2006, producto del Decreto Supremo de Nacionalización N° 28701, entre YPFB y las empresas Total E&P Bolivia (80% de participación) y Tecpetrol de Bolivia (20% de participación). El año 2013 la Asamblea Legislativa Plurinacional autorizó la modificación del Contrato de Operaciones para los bloques Ipatí y Aquio, en el que la empresa petrolera Total E&P Bolivia cede 20% de su participación a la empresa GP Exploración y Producción SL (filial de Gazprom), siendo que el contrato de cesión fue protocolizado en junio de 2014. Las empresas participantes del Contrato de Operación Bloque Ipatí son actualmente Total E&P Bolivia (60%), GP Exploración y Producción SL (20%) y Tecpetrol de Bolivia (20%).

De acuerdo con anuncios realizados por el Ministro de Hidrocarburos y Energía, desde abril del año 2016, el campo Incahuasi producirá 6,5 MMmc/d de gas natural. Resulta importante destacar que las empresas participantes del Contrato de Operación Bloque Ipatí están invirtiendo cerca de 1.000 millones de dólares en su desarrollo, lo que permitirá incrementar la producción nacional y compensar el decremento del campo San Alberto.

Gráfico N° 2: Producción Promedio Diaria de Hidrocarburos Líquidos
En miles de barriles diarios



Fuente: Boletines Estadísticos de YPFB

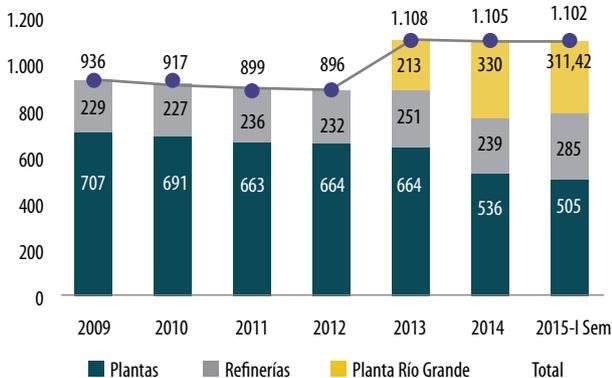
En relación con la producción de hidrocarburos líquidos, cerca de 70% proviene de los campos Sábalo, Margarita-Huacaya y San Alberto, aunque en este último se observa una disminución al igual que en el caso de la producción de gas natural. Cerca de 73% de la producción de hidrocarburos líquidos es condensado, el 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.

Los campos que han registrado un mayor incremento en la producción fueron: Margarita, con un incremento de 9 veces el volumen promedio diario producido el año 2007; seguido por Sábalo, que el año 2014 produjo 1,5 veces más que el año 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 17 MMmc/d, constituyendo ésta la principal explicación para el incremento de producción de gas natural registrado en el país en los últimos años.

Asimismo, autoridades del Ministerio de Hidrocarburos y Energía han afirmado que dicho campo incrementará nuevamente su producción en los próximos meses, producto de los reservorios encontrados por Repsol Bolivia durante el año 2015.

En lo referido a la producción de Gas Licuado de Petróleo (GLP), en el siguiente gráfico se observa que la misma se ha incrementado notoriamente en el año 2015 en relación a las gestiones anteriores, esto debido al inicio de operaciones de la Planta Separadora de Líquidos de Río Grande.

Gráfico 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 2015 la producción de GLP en la Planta Separadora de Líquidos de Río Grande representa cerca de 30% de la producción nacional, en tanto que 49% es obtenido en el resto de las plantas y el restante 22% es obtenido mediante procesos de refinación.

La producción promedio diaria total de GLP en el año 2015 es superior en 18% a la observada el año 2009; es importante mencionar que dicha producción venía experimentando una tendencia a disminuir y por ser

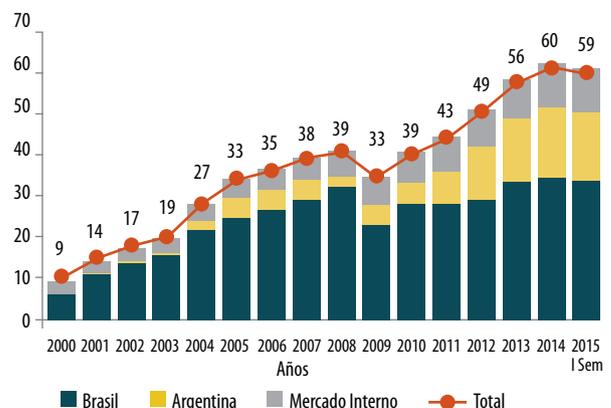
inferior a la demanda del mercado interno obligaba al país a importar este hidrocarburo. Sin embargo, desde agosto del año 2013, con el inicio de operaciones de la planta separadora de líquidos de Río Grande se pudo revertir esta situación, así la producción promedio diaria de dicha planta pasó de un promedio de 213 toneladas métricas diarias (TM/d) en el año 2013 a 311 TM/d en el primer semestre del año 2015, lo cual supone un incremento de 50%.

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 de 2006, establece 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.

Como se aprecia en el gráfico siguiente, así como la producción de gas natural ha registrado una tendencia creciente, la misma se ve reflejada en mayores volúmenes comercializados a los tres mercados con que cuenta el país.

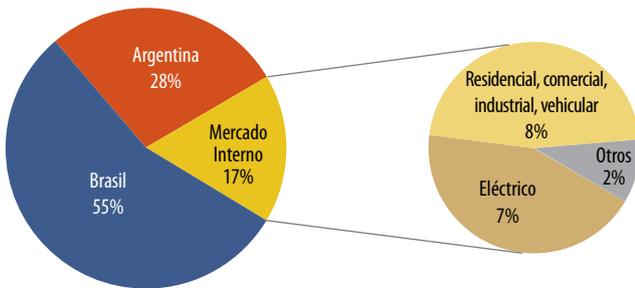
Gráfico N° 4: Comercialización Promedio Diaria de Gas Natural
En millones de metros cúbicos por día



Fuente: Boletines Estadísticos de YPFB

Sin duda, 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 83% de las ventas tienen como destino la exportación, siendo que en el primer semestre del año 2015 el 55% del volumen comercializado fue enviado a Brasil y 28% a Argentina.

Gráfico Nº 5: Participación por Mercado en la Comercialización de Gas Natural

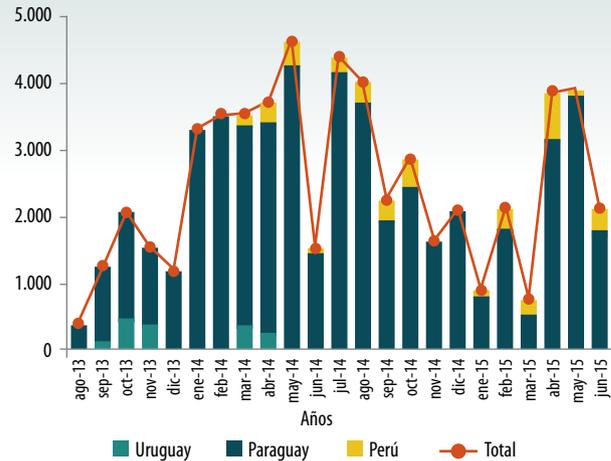


Con relación al mercado interno, éste representa cerca de 17% del volumen comercializado. Tomando en cuenta sólo el mercado interno, el principal destino son los sectores residencial, comercial, industrial y vehicular que representan 47% del volumen comercializado; al sector eléctrico se destina 43%; siendo el restante 10% destinado a consumidores directos y otros.

En el caso de la producción de hidrocarburos líquidos, la misma es destinada, en su totalidad, a abastecer el mercado interno. Sin embargo, existen volúmenes de petróleo crudo reconstituido obtenido en el proceso de refinación que vienen siendo exportados, debido a la ausencia de tecnología en las refinerías nacionales para procesar este producto.

Como se mencionó anteriormente, la puesta en marcha de la Planta de Separación de Líquidos de Río Grande permitió el abastecimiento de la demanda de mercado interno, además de contar con un excedente para ser exportado. En el segundo semestre de la gestión 2013 ya se había exportado un total de 6.328 TM de GLP a Uruguay y Paraguay, siendo que el año 2014 el volumen exportado de este energético llegó a 37.265 TM. Durante el primer semestre de 2015 también se observa un importante volumen exportado explicado tanto por los envíos a Paraguay como a Perú.

Gráfico Nº 6: Exportación de Gas Licuado de Petróleo En toneladas métricas



Fuente: Boletines Estadísticos de YPFB

4. PRECIOS

Una variable de gran importancia en lo que respecta a 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 precio 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, precio significativamente menor al precio internacional del barril de petróleo que se sitúa actualmente en un promedio próximo a 69 \$us/barril.

En el caso del gas natural, la misma Ley de Hidrocarburos establece que en ningún caso los precios del mercado interno podrán sobrepasar del cincuenta por ciento (50%) del precio mínimo del contrato de exportación. Actualmente el precio al cual se comercializa el gas natural en el mercado interno varía en una banda definida por tipo de sector que oscila entre 2,90 \$us/ Millar de Pie Cúbico (Mpc) y 0,57 \$us/Mpc.

Con relación al mercado externo, el precio de venta de gas natural a Brasil y Argentina merece especial atención, ello debido a que como se vio anteriormente, el 83% del volumen comercializado de este hidrocarburo tiene por destino la exportación, por lo que dichos 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.

Gráfico N° 7: Comportamiento del Precio Promedio Anual de Exportación de Gas Natural Boliviano En dólares por millón de BTU



Fuente: Boletines Estadísticos de YPFB

Como se aprecia en el gráfico, desde el año 2012 se observa una tendencia decreciente en los precios de venta de gas natural a Brasil y Argentina. Se destaca que ya el año 2008 se registró una fuerte caída en dichos 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 caracterizado por su alta volatilidad. Sin embargo, la caída del año 2008 tuvo razones completamente diferentes a las que ocasionan la reciente caída del año 2014, como se explicará más adelante.

Resulta importante mencionar que 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:

$$PG=P(i) \left[0.5 \frac{FO1_i}{FO1_0} + 0.25 \frac{FO2_i}{FO2_0} + 0.25 \frac{FO3_i}{FO3_0} \right]$$

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 los 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 del trimestre anterior.

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

$$PG=P \left[0.20 \frac{FO1_i}{FO1_0} + 0.40 \frac{FO2_i}{FO2_0} + 0.20 \frac{FO3_i}{FO3_0} + 0.20 \frac{DO_i}{DO_0} \right]$$

Dónde:

- PG:** Precio del Gas en \$us/MMBTU), para el trimestre pertinente;
- 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 (\$us/USgal).

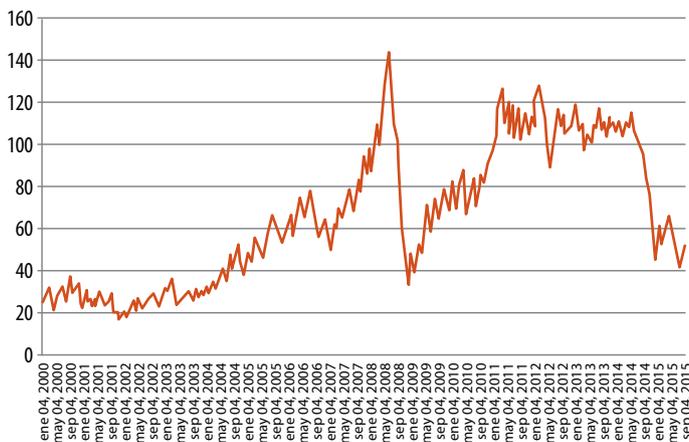
Como se mencionó anteriormente, los fuel oil que figuran en las fórmulas de ajuste de precio presentes, tanto en el contrato de compra y venta de gas natural suscritos con Brasil y con Argentina, dependen del precio internacional del barril de petróleo, fundamentalmente del precio West Texas Intermediate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

**Gráfico N° 8: Precio Promedio del Barril de Petróleo WTI
En dólares americanos por barril**



Fuente: US Energy Information Administration

**Gráfico N° 9: Precio Promedio del Barril de Petróleo BRENT
En dólares americanos por barril**



Fuente: US Energy Information Administration

Como se aprecia en los gráficos anteriores, el precio internacional del barril de petróleo muestra una tendencia creciente desde el año 2004, cuando ya se encontraba próximo a los 40 \$us/Bbl, llegando el año 2006 a superar la barrera de los 60 \$us/Bbl. Hasta ese momento se podía hablar de un ciclo alto en los precios del petróleo, pues se estaba registrando un incremento de 50%.

Sin embargo, desde la segunda mitad del año 2007 se observa una marcada tendencia creciente, marcando el inicio de lo que se podría llamar como un súper ciclo de altos precios del barril de petróleo, siendo que éste alcanza su punto más

alto en julio del año 2008, cuando el precio WTI alcanzó a 145 \$us/Bbl. Posteriormente, desde agosto de ese mismo año se observa una tendencia a la baja que todavía parecía razonable; sin embargo, desde octubre de ese mismo año se registra un desplome del precio, alcanzando su punto más bajo en diciembre del mismo año 2008, cuando se cotizaba en 30 \$us/Bbl.

Este descenso brusco en el precio internacional del barril de petróleo en el año 2008 tuvo como origen la crisis financiera mundial. Es importante tener en cuenta que el precio internacional del barril de petróleo es cotizado de forma diaria en las principales bolsas de valores del mundo y, por lo tanto, dependen de diferentes factores: oferta y demanda, especulación, dinámica sectorial y aspectos geopolíticos, entre otros.

Entre enero y mayo del año 2009 el precio internacional del barril de petróleo se mantuvo oscilando entre 35 y 50 dólares, es a partir de finales de junio que se observa una rápida recuperación de la cotización del barril, superando los 70 dólares en diciembre; para inicios de enero de 2010 el precio internacional del petróleo nuevamente bordeaba los 80 dólares, alcanzando a 90 dólares por barril a finales de esa gestión; de esta manera, en apenas un año y medio, el precio volvió a los niveles del súper ciclo de precios iniciado el año 2007.

En el periodo 2011 y 2013 el precio internacional del petróleo se mantuvo fluctuando entre 85 y 108 dólares por barril, en el caso del WTI, y entre los 90 y 126 dólares, en el caso del BRENT; que si bien son precios altos, mantuvieron su característica volátil con permanentes incrementos y decrementos.

El comportamiento del precio internacional del petróleo se mantuvo en esos niveles hasta julio de 2014; siendo que en agosto inicia una tendencia a la baja llegando a bordear los 50 dólares por barril, en diciembre de ese mismo año. En el transcurso de la gestión 2015 el comportamiento del precio se mantuvo oscilando entre los 40 y 55 dólares el barril.

En el transcurso del tiempo se ha podido evidenciar que las razones de la caída en el precio internacional del barril de petróleo responden a razones diferentes a las que ocasionaron la del año 2008. En ese momento, la caída en el

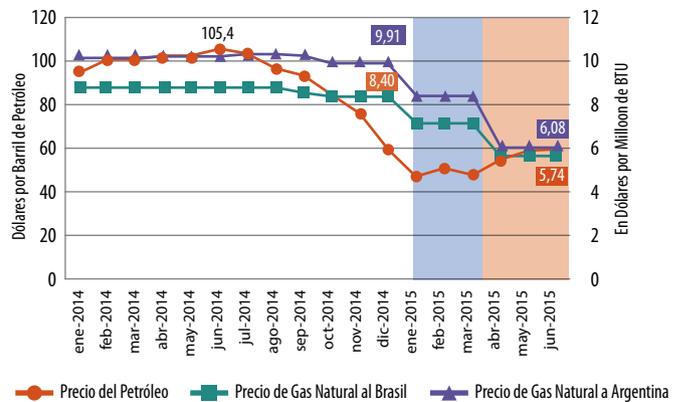
precio fue producida, principalmente, por la crisis financiera internacional, por lo que su recuperación fue relativamente rápida; en tanto que la disminución del precio iniciada en agosto del año 2014 se origina por otros factores, entre los que destaca el rol del Shale Gas y Shale Oil (gas y petróleo de esquisto), así como el nuevo protagonismo de países como Estados Unidos y Canadá que inician la producción de estos productos mediante la técnica del fracking (fractura hidráulica), la cual es ampliamente criticada por el impacto ambiental que ocasiona.

Los países productores tradicionales de petróleo agrupados en la Organización de Países Productores y Exportadores de Petróleo (OPEP), que han mantenido una importante participación de mercado por muchos años, llegando a definir el precio del petróleo a nivel mundial por muchos años, no desean ceder una parte de esa participación a los nuevos países productores de Shale Gas y Shale Oil; por ello han decidido no bajar su producción (aspecto que podría haber hecho que suba el precio) incluso la han incrementado haciendo que el precio internacional se mantenga en una banda de precios que oscila entre 40 y 55 dólares por barril. La intención aparentemente es asfixiar a los proyectos de Shale Gas y Shale Oil en Estados Unidos y Canadá, aspecto que ya está teniendo sus primeros resultados, considerando que la propia Agencia de Información de Energía de Estados Unidos (EIA) reporta la disminución de 59% en el número de equipos de perforación de petróleo en Estados Unidos en relación a octubre del año 2014.

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, tales como el cálculo trimestral del precio y la fórmula de cálculo que pondera el precio actual, calculado a partir del precio internacional del petróleo, con el precio de exportación del trimestre anterior. Este mecanismo permite contar con un corto tiempo adicional para poder diseñar políticas para enfrentar los posibles efectos.

El mecanismo de amortiguación puede ser apreciado de mejor manera en el siguiente gráfico:

Gráfico N° 10: Precio Promedio del Barril de Petróleo vs. Precio Mensual del Gas Natural Exportado En dólares americanos

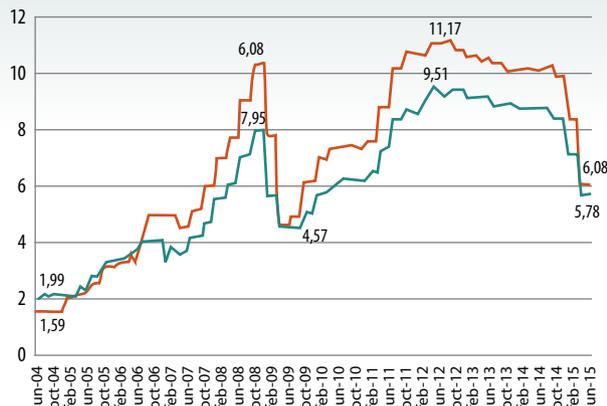


Fuente: Boletines Estadísticos de YPFB y US Energy Information Administration

En el gráfico anterior se observa que, si bien el precio internacional del barril de petróleo (línea roja) comienza a descender en julio de 2014 y alcanza su punto más bajo en diciembre de ese año, el precio de exportación del gas natural boliviano a Brasil (línea azul) y a Argentina (línea verde) se mantienen en niveles altos por todo ese periodo, siendo que el primer trimestre del 2015 recién comienza a sentirse el primer efecto de forma parcial, con una primera disminución; sin embargo, es a partir del segundo trimestre que el precio de exportación de gas natural boliviano recibe el impacto completo de la disminución del precio internacional del petróleo, alcanzado a 6,08 \$us/MMBTU a Argentina y 5,74 \$us/MMBTU a Brasil.

Asimismo, si bien los precios de exportación de gas natural a Brasil y Argentina han experimentado una importante disminución en relación a los observados en el primer semestre de la gestión 2014 (-37% y -42% respectivamente); los mismos continúan siendo superiores a los observados en el periodo 2000 – 2007, como se aprecia en el siguiente gráfico.

Gráfico Nº 11: Precio Promedio Mensual del Gas Natural Exportado a Brasil y Argentina
En dólares americanos por millón de BTU



Fuente: Boletines Estadísticos de YPF

Si bien los precios de exportación del gas natural vigentes a junio de 2015 son superiores a los registrados en el periodo 2000 – 2007, se debe considerar que el tamaño del gasto público, principalmente a nivel subnacional (principales beneficiarios de la renta petrolera) se ha incrementado notablemente, por lo que estas instancias serán las que sientan el efecto de forma directa.

Es muy importante comprender que la variable precio es una de las determinantes de la renta petrolera, mas no la única. La mayor parte de los países productores de petróleo y gas natural han incrementado la producción, como una variable que puede coadyuvar a aminorar los efectos de la caída en los precios.

En el caso de Bolivia, se avizora un importante incremento de producción de gas natural con el inicio de operaciones del campo Incahuasi, ubicado en el Departamento de Chuquisaca, con un aporte de 6,5 MMmc/d así como un nuevo incremento en la producción del Contrato Caipipendi (Campos Margarita – Huacaya). Este incremento en la producción, si bien no es previsible que pueda compensar los efectos de la caída en el precio, sí puede contribuir a aminorar los efectos.

Un factor muy importante a considerar es que para promover el incremento de producción de hidrocarburos desde el gobierno nacional, al tratarse de un negocio a largo plazo, debe ir acompañado de la gestión de nuevos mercados, preferentemente también a largo plazo.

5. COSTOS DE PRODUCCIÓN

Los costos de producción incluyen los costos de exploración, desarrollo, producción, además de los costos administrativos y de depreciación; éstos son agrupados básicamente en costos de operación y costos de capital (amortización de la inversión)

Actualmente bajo la modalidad de los Contratos de Operación y de Servicios vigentes, la empresa privada debe remitir de manera inicial un presupuesto sobre sus actividades anuales a YPF para su aprobación, luego una vez incurridos estos costos deben ser reportados a YPF para su posterior devolución por parte de la estatal petrolera.

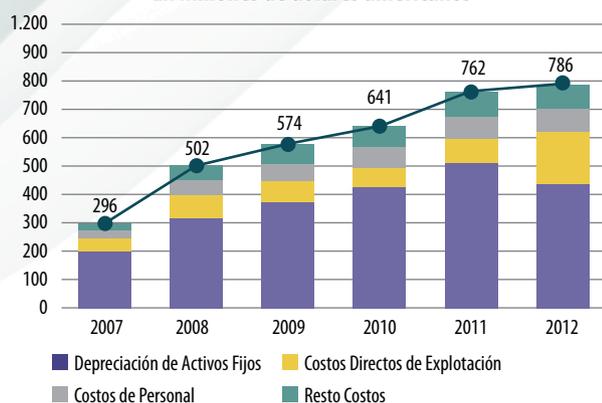
Toda la metodología de presupuestos, aprobación, reporte y recuperación de costos se encuentra establecida en la cláusula 19 de los contratos y en un Procedimiento Financiero Contable establecido en los anexos de dichos contratos.

Asimismo, para la devolución de estos costos YPF puede aprobarlos de manera inicial, sin perjuicio de revisarlos posteriormente a través de auditorías trimestrales y anuales.

En cuanto a los costos exploratorios, es importante destacar que en aquellas áreas de contrato que existan campos en explotación y áreas exploratorias, los costos de exploración son recuperados con la producción de dicho campo. En las áreas del contrato que sólo posean áreas exploratorias los costos de exploración se recuperan una vez que se declare la comercialidad del campo y comience la producción.

Respecto a este último concepto, la información que se tenía disponible en la página web de YPF considera datos solo hasta el año 2012 y muestra los costos recuperables reportados por las empresas operadoras, siendo que aún queda pendiente conocer el monto de costos recuperables que YPF vaya a aprobar a las empresas petroleras, valor que no necesariamente debe coincidir con el monto reportado por éstas.

Gráfico N° 12: Costos Recuperables reportados por las Empresas Operadoras En millones de dólares americanos



Fuente: Página web Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

En el gráfico se aprecia claramente que el costo recuperable más relevante es la depreciación de activos fijos que, en promedio, representa 63% de los costos recuperables reportados. De acuerdo con lo establecido en el Anexo D de los contratos de operación, los activos fijos serán amortizados de manera lineal según su vida útil, y dichas amortizaciones serán consideradas como costos recuperables de acuerdo con la siguiente clasificación:

- Pozos petroleros 5 años
- Líneas de recolección 5 años
- Plantas de procesamiento 8 años
- Ductos 10 años

En importancia le siguen los costos directos de explotación, que representan, en promedio, 15,4%, monto que en todos los años ha sido superior a los costos de personal, los cuales representan el 10% del total, este último concepto incluye los salario, bonos, primas, cargas sociales, feriados, vacaciones, seguros de vida colectivos y capacitación del personal.

Resulta importante mencionar que de acuerdo con la cláusula 16 de los contratos de operación, el personal extranjero no podrá exceder el 15% de la nómina de empleados del Titular de los contratos; siendo que el personal nacional deberá estar presente en niveles jerárquicos, medios, técnicos, administrativos y laborales.

En relación a las empresas operadoras, Petrobras Bolivia es la que participa con un monto mayor en el total de costos recuperables del año 2012, con cerca de 30% del total; sin embargo, por las inversiones realizada en el contrato Caipipendi, resulta previsible que en los siguientes años sea Repsol Bolivia la que tenga la mayor participación en el total de costos recuperables.

6. PARTICIPACIÓN DE YPFB

La participación de YPFB estaría conceptualizada como la ganancia de la empresa estatal en un determinado contrato de operación o de servicios, luego de haber pagado las regalías, participación al TGN, IDH y haber devuelto los costos recuperados y la ganancia a la empresa petrolera; para dicho cálculo en el contrato se establecen diferentes fórmulas y se tiene también una Resolución Ministerial 217-12 del 16 de agosto de 2012 que las complementa.

De manera específica, la participación de YPFB resulta de la aplicación de un porcentaje sobre la ganancia a distribuir; esta ganancia está definida por los ingresos brutos generados por los hidrocarburos menos regalías, IDH, participación al TGN y costos recuperados; y el porcentaje de participación a utilizarse es obtenido de la aplicación de la Tabla de Participación de YPFB que cada contrato tiene en su anexo F.

Con relación a la participación de YPFB en las ganancias de los contratos, no se dispone de información actualizada en el portal web de YPFB ni en los reportes que produce la estatal petrolera, por lo que no es posible analizar el comportamiento de esta variable. Sin embargo, es importante considerar que el monto obtenido por la estatal petrolera bajo este concepto debiera ser utilizado fundamentalmente para inversiones en exploración.

7. 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.

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 en 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
Patentes	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	50% municipios 50% Ministerio de Desarrollo Rural y Tierras
Regalía Departamental	11 % de la producción departamental fiscalizada de hidrocarburos	Los departamentos donde se origina la producción	Tarija, Santa Cruz, Cochabamba, Chuquisaca
Regalía Nacional Compensatoria	1% de la producción nacional fiscalizada de hidrocarburos	Beni y Pando	Beni (2/3) Pando (1/3)
Participación Tesoro General de la Nación	6% de la producción nacional fiscalizada de hidrocarburos.	TGN	100% Tesoro General de la Nación

Una patente es entendida como el pago que efectúa un Titular por el uso exclusivo o aprovechamiento de un bien o recurso público por un lapso definido de tiempo. En el artículo 47 de la Ley de Hidrocarburos N° 3058 se establece que YPFB cancelará al Tesoro General de la Nación (TGN) las patentes anuales, por las áreas sujetas a contratos petroleros, monto que será reembolsado a la estatal petrolera por los Titulares de dichos contratos. El Decreto Supremo N° 29846, de diciembre de 2008, efectúa algunas modificaciones al reglamento de patentes y establece que estos pagos no podrán ser considerados costos recuperables en el marco de los contratos de operación.

Por otra parte, de acuerdo con la definición de la Ley de Hidrocarburos N° 3058, la regalía es una compensación económica obligatoria pagadera al Estado, en dinero o en especie, en favor de los departamentos productores, por la explotación de sus recursos naturales no renovables.

Asimismo, la Ley de Hidrocarburos N° 3058, en su artículo 52, establece una participación para el Tesoro

General de la Nación (TGN) de 6% sobre la producción nacional fiscalizada, la cual es calculada de la misma forma que las regalías.

Es importante considerar que, como resultado del Decreto de Nacionalización N° 28702, al ser la empresa petrolera estatal (YPFB) dueña de los hidrocarburos producidos, es la que efectúa el pago de las regalías, participación del TGN e IDH al Tesoro General de la Nación, puesto que las empresas petroleras solamente prestan el servicio de exploración y explotación.

Adicionalmente a las regalías, el año 2005, mediante la aprobación de la entonces nueva Ley de Hidrocarburos N° 3058 se creó el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) con una alícuota de 32% sobre el valor de la producción fiscalizada, dicho tributo se calcula de forma similar a las regalías y en el transcurrir del tiempo se ha constituido en la principal fuente de la renta petrolera; de hecho, en los últimos cinco años representa 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
Impuesto Directo a los Hidrocarburos	32% sobre la producción nacional fiscalizada	12,5% departamentos productores	8,62% universidades públicas 24,39% gobierno departamental 66,9% gobiernos municipales
		31,25% departamentos no productores (6,25% a cada uno)	
		56,25% Tesoro General de la Nación	5,0% del total recaudado por IDH destinado al Fondo de Desarrollo para los Pueblos Indígenas Originarios y Comunidades Campesinas. 9,5% Fondo Compensatorio para departamentos con mayor población: Municipios (80%) y universidades públicas (20%). 5,0% Fondo de Ayuda Interna al Desarrollo Nacional destinado a masificar el uso de gas natural. Variable destinada 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.

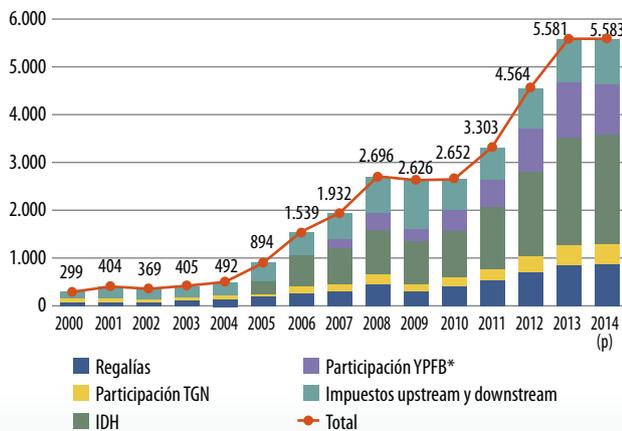
La Ley de Hidrocarburos N° 3058, en su artículo 58, establece que los Titulares (empresas participantes) de los contratos están sujetos en todos sus alcances al Régimen Tributario establecido en la Ley N° 843 y demás leyes vigentes. Asimismo, los contratos de operación en la cláusula 12 establecen que el Titular estará igualmente sujeto a lo establecido en el Código Tributario Boli-

viano, 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

Como se observa en el siguiente gráfico, el IDH es la principal fuente de renta petrolera y representa, en promedio, 40% de la misma.

Gráfica N° 13: Comportamiento de la Renta Petrolera
En millones de dólares americanos



(p) Información preliminar del año 2014.

(*) Datos estimados de la participación de YPFB en las ganancias de los contratos de operación entre el 2011 - 2014

Fuente: Boletines Estadísticos de YPFB, Dossier de Estadísticas 2015 de UDAPE

Por otra parte, desde el año 2007 se adiciona 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.

Con 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 2014 publicadas por la Unidad de Análisis de Políticas Sociales y Económicas (UDAPE) el pago de mayor importancia es el correspondiente al Impuesto a las Utilidades de las Empresas, que representa cerca de 37% del total recaudado por todo el sector hidrocarburos.

En todo caso, 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 a los cuales es comercializada. Por ello, en el caso de la primera variable, un aspecto de gran relevancia es la necesidad de una mayor dinámica de la actividad exploratoria que garantice la reposición de las reservas que se consumen y gestionar nuevos merca-

dos de largo plazo para la nueva producción. En el caso de los precios, al estar éstos caracterizados por su volatilidad resulta importante el diseño de mecanismos, como fondos de estabilización que permitan ahorrar los ingresos adicionales en épocas de precios altos para poder ser utilizados en ciclos de precios bajos.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El nivel de ingresos por la producción de hidrocarburos que percibe el Estado boliviano depende de dos variables principalmente: del nivel de producción y de los precios utilizados para la valoración de dicha producción, estos últimos relacionados con el mercado de venta.
- La producción de hidrocarburos se ha incrementado en 50% 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.
- El 17% del gas natural producido en Bolivia es destinado al mercado interno, en tanto que el restante 83% es exportado a los mercados de Brasil y Argentina, a un precio que es calculado trimestralmente de acuerdo con el precio internacional del petróleo, por lo que los ingresos provenientes de la explotación del gas natural dependen, en gran medida, de los ingresos por la exportación de este energético.
- Las razones que motivan el nivel actual del precio internacional del barril de petróleo son muy diferentes a las que ocasionaron la caída del año 2008. Es cada vez más evidente el objetivo de los países tradicionalmente productores de petróleo, agrupados en la OPEP, de mantener el precio bajo hasta reducir significativamente la producción del shale gas y shale oil (hidrocarburos no convencionales) por ser competencia al petróleo convencional que ellos producen.
- Este último aspecto hace prever que el precio internacional del barril de petróleo se mantendrá fluctuando en una banda entre los 40 y 60 dólares en los próximos tres años, debido a que los países productores de hidrocarburos convencionales no están dispuestos a recortar producción a fin de mantener sus cuotas de mercado.
- 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.
- El precio internacional del barril de petróleo se caracteriza por su volatilidad, así como ahora ha descendido, es posible que se vuelva a incrementar en el mediano plazo (aunque no a los niveles del superciclo de precios) por lo que se deben establecer mecanismos que permitan amortiguar de cierta manera esa volatilidad 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 emprende en sus diferentes niveles buscando, principalmente, no afectar a poblaciones vulnerables.

www.jubileobolivia.org.bo



Fundación Jubileo

Solicite suscripción electrónica en:
jubileobolivia-subscribe@yahogroups.com

o escriba al correo:
comunicacion@jubileobolivia.org.bo



@JubileoBolivia



ESTA PUBLICACIÓN SE REALIZÓ CON PAPEL RECICLADO.