

Situación de los HIDROCARBUROS



¿Cuál es el origen del incremento de ingresos por la explotación de hidrocarburos?

85% de los ingresos por venta de hidrocarburos proviene del gas natural exportado.

YPFB tiene 98 áreas reservadas para exploración y explotación de hidrocarburos

Situación de los Hidrocarburos

FUNDACIÓN JUBILEO

Director Ejecutivo: Juan Carlos Núñez V.

Coordinador General: Waldo Gómez R.

Elaboración: Raúl Velásquez G.

Edición: Jorge Jiménez Jemio

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

Telefax: (591-2) 2125177 – 2311074

E-mail: fundajub@entelnet.bo

Casilla: 5870 La Paz – Bolivia

2012

Publicación realizada con apoyo de:



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

ÍNDICE

ÍNDICE

1. Exploración y nuevas áreas reservadas a favor de YPFB	4
2. Sistema de Información Geográfica en Hidrocarburos	6
3. Producción de hidrocarburos	9
4. Comercialización de hidrocarburos	11
5. Regalías, participación del TGN e IDH	14
6. Costos recuperables	16
7. Retribución del titular	19
8. Participación de YPFB	21
9. Conclusiones y recomendaciones	23

Presentación

El año 2012, luego de cinco años de incrementos marginales en la producción de hidrocarburos, el Gobierno anunció importantes incrementos, en especial del gas natural producido. Esta es una buena noticia, puesto que son incrementos que se traducen en mayores ingresos económicos para el país.

Sin embargo, también se convierte en una alerta al tratarse, nuevamente, de ingresos provenientes de la explotación de un recurso natural no renovable; pero, además, porque este incremento de producción no es resultado de nuevas exploraciones, lo que significa que se están consumiendo –de forma más acelerada– las reservas ya existentes, sin la correspondiente reposición que garantice sostenibilidad de ingresos en el mediano plazo.

Expresamos esta preocupación debido a que la economía del país está basada, en su mayoría, en la generación de ingresos provenientes de hidrocarburos, los mismos que deberían estar destinados al desarrollo de otros sectores de la economía nacional de modo que garanticen resultados sostenibles en el tiempo y, en consecuencia, promuevan el desarrollo humano integral de todos los bolivianos.

El presente documento busca analizar el comportamiento de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, puesto que son las generadoras de regalías e IDH que benefician a la población; y también pretende llamar la atención a las autoridades competentes sobre algunas variables importantes que deben ser de acceso público, a objeto de transparentar la gestión de uno de los recursos naturales más importantes para los bolivianos.

1

Exploración y nuevas áreas reservadas a favor de YPFB

1. EXPLORACIÓN Y NUEVAS ÁREAS RESERVADAS A FAVOR DE YPFB

El artículo 34 de la Ley de Hidrocarburos N° 3058, de mayo de 2005, establece que el Poder Ejecutivo podrá reservar áreas de interés hidrocarburífero, tanto en zonas tradicionales como no tradicionales a favor de YPFB, para que desarrolle actividades de exploración y explotación, por sí o en asociación.

Desde el año 2007, el Poder Ejecutivo, mediante Decreto Supremo (D.S.) N° 29226, reservó 33 áreas de interés hidrocarburífero para YPFB, cifra que fue ampliada con 23 áreas adicionales en octubre de 2010, mediante el D.S. N° 676; finalmente, en abril de 2012, mediante D.S. N° 1203, se reservan 42 más, quedando así 98 áreas reservadas para la exploración y explotación de hidrocarburos a favor de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), las mismas que están ubicadas tanto en zonas tradicionales como no tradicionales.



Un primer hecho que llama la atención es que se hayan adicionado nuevas áreas sin que haya habido un resultado concreto para las primeras 33 que se reservaron el año 2007. No obstante, la cantidad de áreas se ha ido incrementando hasta llegar a las 98 actualmente registradas, de las cuales 18 ya se encuentran con un contrato de exploración y explotación suscrito con YPFB. El siguiente cuadro muestra los resultados que han sido publicados por YPFB, tanto en boletines de prensa como a través de declaraciones de sus principales ejecutivos.

TIPO	EMPRESA	CANTIDAD
Contrato de exploración y explotación	YPFB PETROANDINA SAM (PEDEVESA – YPFB)	12
	GTLI (Principal socio Jindal)	4
	Eastern Petrogas (Coreana)	1
	Gazprom – Total E&P	1
Negociación de contrato de exploración y explotación	Pluspetrol	1
Convenio de estudio	Repsol YPF	3
	Petrobras Bolivia	3
	Petrovietnam	3
	Pluspetrol	3
Licitación pública	Plazo ampliado	5
Oferta convenios de estudio	Plazo ampliado	10

Como se aprecia en el cuadro anterior, existen 12 áreas reservadas a favor de YPFB que fueron otorgadas a diferentes empresas mediante convenio de estudios, las cuales tienen plazo de un año para obtener resultados. En caso de que éstos sean expectables, el Directorio de YPFB considerará la negociación de un contrato de servicios para exploración y explotación en el área correspondiente.

A partir del año 2012, la estatal petrolera trató de dinamizar su programa de exploración; con ese propósito reestructuró su área encargada del control de contratos de exploración y explotación, antes llamada Gerencia Nacional de Programas de Trabajo,

que ya desde el año 2011 pasó a denominarse Gerencia Nacional de Administración de Contratos. Dentro de su estructura cuenta con una Dirección de Negociación y Gestión de Contratos que trabaja en la promoción del potencial hidrocarburífero en las nuevas áreas reservadas a favor de YPFB.

Como resultado (ver las últimas dos filas del cuadro anterior), YPFB ha realizado una convocatoria pública internacional para 5 áreas y se encuentra ofertando 10 para convenios de estudio. Si bien el plazo para que las empresas interesadas presenten propuestas vencía el mes de noviembre de 2012, éste fue ampliado hasta finales de diciembre de 2012.

En este punto resulta importante considerar que si bien la Ley de Hidrocarburos N° 3058 establece como único mecanismo de adjudicación de áreas hidrocarburíferas la licitación internacional, la nueva Constitución Política del Estado establece que YPFB es la única facultada para realizar actividades de la cadena de valor de hidrocarburos, por sí misma o en asociación. Debido a que a la fecha, lamentablemente, no se cuenta con una nueva ley de hidrocarburos que reglamente lo establecido en la Constitución, el marco normativo para la selección de empresas está dado por el D.S. N° 459 y la Resolución Ministerial 150-10 que establecen tres mecanismos para la selección de empresas y, por tanto, adjudicación de áreas reservadas a favor de la estatal petrolera.

- 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.

El mecanismo que internacionalmente es más aceptado por las empresas petroleras es el de licitación pública internacional, debido a que se considera que es el más transparente en sus términos y permite una competencia fundamentalmente técnica.

2

Sistema de Información Geográfica en Hidrocarburos

2. SISTEMA DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA EN HIDROCARBUROS

La información contenida en el D.S. N° 1203 sobre áreas reservadas a favor de YPFB para exploración y explotación de hidrocarburos establece una serie de coordenadas de latitud y longitud geográfica para cada una de las áreas reservadas; sin embargo, resulta complejo para la población identificar dónde están ubicadas, así como el impacto que pueden generar en parques naturales protegidos.

Similar situación se presenta en las áreas bajo Contratos de Operación, los cuales muestran la ubicación del área de contrato en su anexo A; sin embargo, el contenido de los contratos, si bien fue dado a conocer a la población luego de su suscripción, mediante la publicación de los 44 documentos en los portales web del Ministerio de Hidrocarburos y Energía, y de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, debido a la polémica que acompañó dicho proceso fueron retirados luego de un par de meses, quedando la población en desconocimiento de las condiciones bajo las cuales las empresas exploran y explotan un recurso que es de todos los bolivianos.

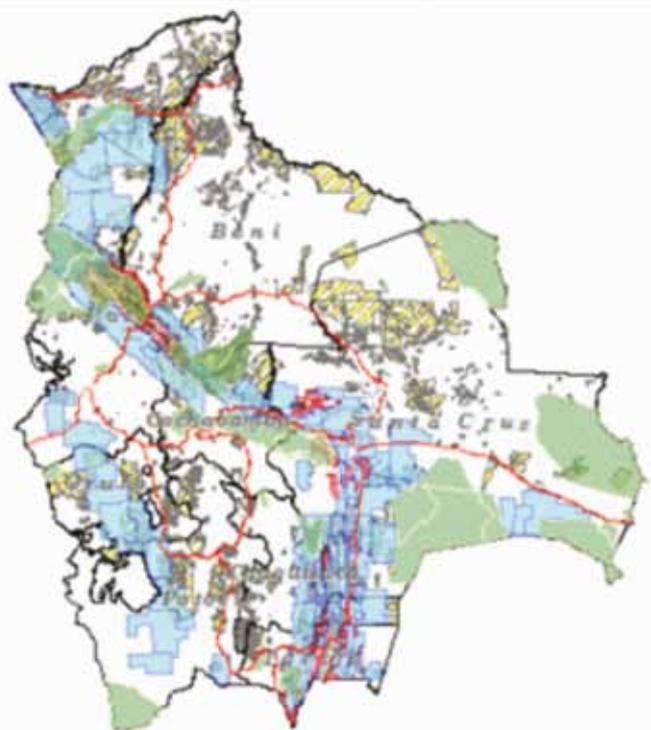
Si bien el contenido de los contratos de operación es público, ya que además de haber sido publicados en los portales web de la instituciones oficiales fueron aprobados por el Congreso Nacional (ahora Asamblea Legislativa Plurinacional), Fundación Jubileo ha constatado que existe desconocimiento por parte de la sociedad civil de su contenido. De igual manera, el D.S. N° 1203 de abril de 2012, que

establece las 98 áreas reservadas a favor de YPFB para exploración y explotación de hidrocarburos si bien es público, la población desconoce la ubicación exacta de dichas áreas, así como otras zonas o actividades vinculadas.

Esta situación ha motivado a Fundación Jubileo a diseñar un Sistema de Información Geográfica en Hidrocarburos (SIGH), con apoyo de Revenue Watch Institute, el cual se encuentra disponible en la página www.jubileobolivia.org.bo.

Esta herramienta es un aporte a la transparencia en uno de los sectores estratégicos para la economía nacional. En este sitio se puede encontrar:

- La ubicación de las 98 nuevas áreas para exploración y explotación de hidrocarburos reservadas para YPFB.
- La ubicación de las áreas en actual explotación de hidrocarburos, así como el contenido de los contratos petroleros para cada una de ellas.
- La ubicación de los parques nacionales protegidos y áreas de manejo integrado.
- La ubicación de las Tierras Comunitarias de Origen.



Como se aprecia en el mapa de la derecha, las nuevas áreas reservadas para la exploración y explotación de hidrocarburos a favor de YPFB (color celeste) se encuentran ubicadas no sólo en zonas tradicionales de explotación hidrocarburífera (departamentos de Tarija, Santa Cruz, Chuquisaca y Cochabamba), sino también en zonas no tradicionales (departamentos de Beni, Pando, La Paz, Oruro y Potosí)

Asimismo, acercando un poco el mapa en el sistema, se observan algunas de estas áreas reservadas para exploración (pintadas de color celeste) se superponen a parques nacionales protegidos (pintados de color verde). Un ejemplo que motivó un amplio debate nacional fue el del Territorio Indígena y Parque Nacional Isiboro Sécore (TIPNIS), que se originó por la intención gubernamental de construir una carretera que atraviesa el parque, y luego se advirtió que ya habían áreas de exploración hidrocarburífera que ya tenían contrato, en este caso el contrato Río Hondo (pintado de color rojo), sin que se haya realizado un proceso de consulta, así como de nuevas áreas reservadas para exploración y explotación de hidrocarburos a favor de la estatal petrolera YPFB.



Uno de los principales utilitarios del sistema es el de sobreposición de áreas, que permite al usuario poner cualquiera de los mapas descritos anteriormente sobre otro, a fin de detectar eventuales afectaciones que pudieran existir; por ejemplo, entre las nuevas áreas reservadas a favor de YPFB y parques nacionales protegidos, o también con Tierras Comunitarias de Origen (TCO).



El propósito fundamental de esta herramienta es facilitar la prevención de conflictos, puesto que permite a las autoridades correspondientes ajustar los límites de las áreas hidrocarburíferas, previo a que se susciten conflictos con las comunidades por el impacto ambiental que generan las actividades extractivas.

Finalmente, también resulta necesario analizar si el Estado, a través del Poder Ejecutivo, ha efectuado el proceso de consulta previa a las comunidades y poblaciones próximas, debido a tres aspectos:

1. Cumplimiento de los artículos 6° y 15° del Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo (OIT)
2. Cumplimiento al artículo 115 de la Ley de Hidrocarburos N° 3058.
3. Certidumbre a los futuros inversionistas.

El artículo 115 del Ley de Hidrocarburos N° 3058 establece dos momentos para la realización de la consulta:

ARTÍCULO 115° (Consulta). En concordancia con los artículos 6° y 15° del Convenio 169 de la OIT, la consulta se efectuará de buena fe, con principios de veracidad, transparencia, información

y oportunidad. Deberá ser realizada por las autoridades competentes del Gobierno boliviano y con procedimientos apropiados, y de acuerdo a las circunstancias y características de cada pueblo indígena, para determinar en qué medida serían afectados, y con la finalidad de llegar a un acuerdo o lograr el consentimiento de las comunidades y los pueblos indígenas y originarios. La consulta tiene carácter obligatorio y las decisiones resultantes del proceso de consulta deben ser respetadas. En todos los casos, la consulta se realizará en dos momentos:

- a) Previamente a la licitación, autorización, contratación, convocatoria y aprobación de las medidas, obras o proyectos hidrocarburíferos, siendo condición necesaria para ello; y,
- b) Previamente a la aprobación de los Estudios de Evaluación de Impacto Ambiental. Cuando se trate de Estudios de Evaluación de Impacto Ambiental para actividades, obras o proyectos hidrocarburíferos a desarrollarse en lugares de ocupación de las comunidades y pueblos campesinos, indígenas y originarios, y áreas de alto valor de biodiversidad, necesariamente tendrán que ser los de categoría 1 (Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental Analítico Integral).

La exploración de hidrocarburos demanda importantes montos de inversión. En el caso boliviano, el Gobierno está promoviendo estas nuevas áreas en el ámbito internacional, a fin de atraer nuevas inversiones privadas que deseen asociarse con YPF.

Un incentivo podría ser que el Gobierno realice la consulta previa en las comunidades involucradas en las nuevas áreas reservadas, a fin de mostrar –además del potencial hidrocarburífero– que ya existe un consentimiento de las comunidades y, por tanto, las inversiones en exploración podrán ser realizadas sin conflictividad social.

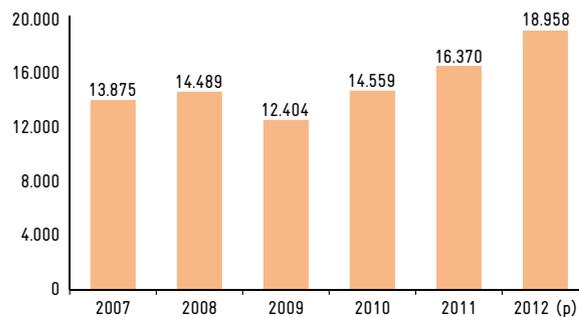
3

Producción de Hidrocarburos

3. PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

La producción de hidrocarburos en Bolivia está compuesta por gas natural y petróleo¹; 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 en el Decreto de Nacionalización N° 28701, el cual establece que los hidrocarburos producidos son entregados por el operador de los Contratos de Operación a YPFB para que ésta, a nombre y en representación del Estado, asuma su comercialización definiendo volúmenes y precios, tanto para el mercado interno como para el externo.

Gráfico N° 1
Producción fiscalizada de gas natural
En millones de metros cúbicos



Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, YPFB Transporte.

¹ 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.

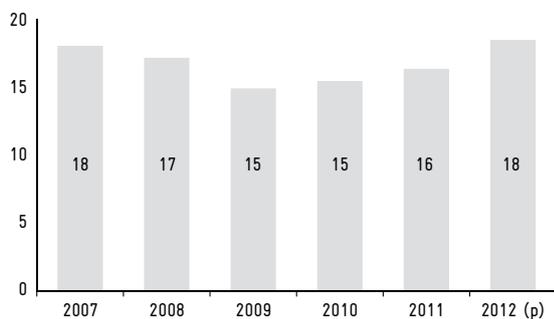
Como se aprecia en el cuadro anterior, la producción de gas natural ha tenido oscilaciones en el periodo 2007 a 2010; sin embargo, a partir de este último año, se observa una tendencia más bien creciente, llegando a su nivel más alto en el año 2012 que presenta un incremento de 37% en relación al volumen producido el año 2007.

El incremento de producción en la industria hidrocarburífera puede explicarse ya sea por éxito exploratorio o por una recuperación más acelerada de reservas. En el caso de Bolivia, el incremento de producción –registrado en particular el año 2012– se explica principalmente por la producción proveniente de dos megacampos: Sábalo y Margarita.

En el caso del campo Margarita, en abril se puso en marcha la nueva planta de procesamiento de gas, lo que permitió incrementar la producción de 3 a 9 millones de metros cúbicos por día (MMmcd). En el caso del campo Sábalo, perteneciente al contrato de operación San Antonio, en febrero se inauguró el tercer tren de la planta de procesamiento que le permitirá, paulatinamente, incrementar su producción de 13 a 22 MMmcd.

Gráfico N° 2

Producción fiscalizada de hidrocarburos líquidos En millones de metros cúbicos

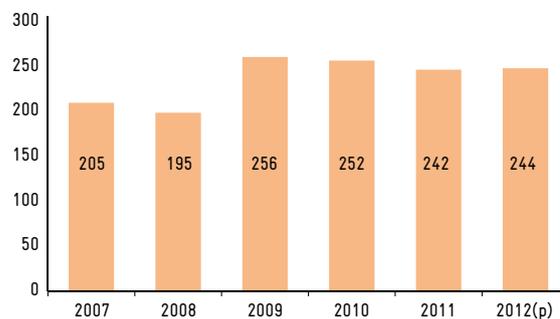


Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, YPFB Transporte.

En el caso de la producción de hidrocarburos líquidos, al igual que en la de gas natural, se observa una mejora a partir del año 2010; sin embargo, esta mejora está explicada por la mayor producción de condensado (líquidos asociados al gas natural) que se incrementa en la medida que la producción de gas natural aumenta. En el año 2011, el 68% de la producción de hidrocarburos líquidos correspondía a condensado, en tanto que para el 2012 ésta llega a representar el 71%.

Gráfico N° 3

Producción fiscalizada de Gas Licuado de Petróleo En miles de toneladas métricas



Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, YPFB Transporte.

En el caso del GLP producido en plantas, se observan ligeros incrementos en la producción, ello podría mejorar significativamente cuando se concluya la construcción de las plantas de separación de líquidos que permitan procesar el contenido de licuables del gas natural que Bolivia exporta a Brasil y Argentina.

4

Comercialización de Hidrocarburos

4. COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS

El D.S. N°28701, de Nacionalización de los Hidrocarburos, establece que el único comercializador de hidrocarburos en la etapa del upstream (exploración y explotación de hidrocarburos) es YPFB, empresa que a nombre y en representación del Estado boliviano define volúmenes, precios y condiciones, tanto para el mercado interno como para el externo.

En el caso del gas natural, que es el principal hidrocarburo explotado en el país, en la última década se ha observado una tendencia a incrementar la producción y, por tanto, la comercialización. Así, el año 2000 se comercializaba un promedio diario de 8,72 MMmcd, alcanzando el año 2008 los 39,31 MMmcd, para experimentar una contracción –el 2009– por una caída en la demanda de Brasil. Sin embargo, desde el año 2010 se observa una tendencia creciente, alcanzando el año 2012 un récord histórico de 46,95 MMmcd, en promedio, como se aprecia en el siguiente gráfico:

Gráfico N° 4
Comercialización de gas natural
por mercado de destino
En millones de metros cúbicos por día



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

Como se observa en el gráfico anterior, el principal mercado para el gas natural boliviano es Brasil. El contrato de compra venta de gas natural suscrito por YPFB – Petrobras (GSA) en el año 1996 tiene una duración de 20 años, a partir de 1999 hasta 2019. Inicialmente, este contrato establecía el envío de 16 MMmcd de gas natural, sin embargo, después de la firma de dos adendas se llegó a establecer el máximo volumen contractual de venta de 30,08 MMmcd.

Por otra parte, en julio de 2012, el Gobierno boliviano firmó un nuevo “contrato interrumpible de compra y venta de gas natural” con Argentina, suscrito por YPFB y ENARSA. El acuerdo entró en vigencia ese mismo mes y tendrá una duración de 15 años, es decir, hasta el 31 de diciembre de 2026. Se trata de un nuevo contrato totalmente independiente al contrato inicial con volúmenes interrumpibles que no genera obligaciones a YPFB y tampoco compromete reservas tampoco compromete a la entrega de volúmenes mínimos o máximos. Se aprovecharán aquellos volúmenes que estén disponibles y no tengan mercados asignados cuando se tenga baja demanda en los mercados.

Con relación a la producción de hidrocarburos líquidos en Bolivia (Gráfico N° 5), la mayor parte está asociada al gas natural; también es importante considerar que el petróleo y GLP producido en planta son comercializados en su totalidad en el mercado interno.

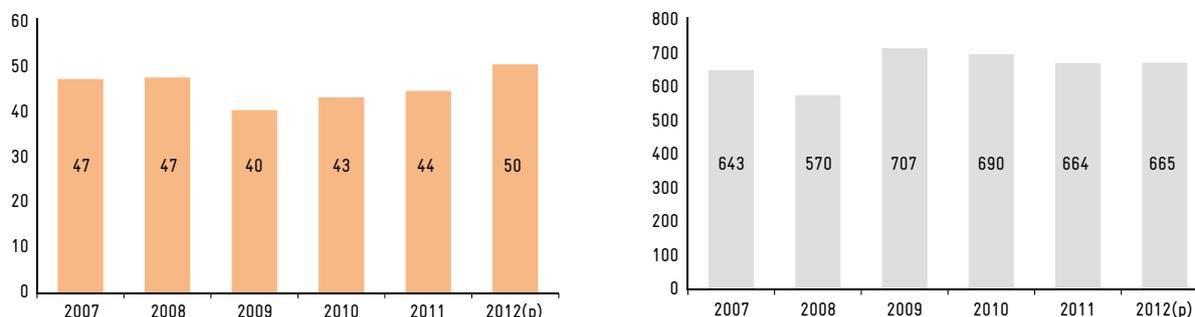
Los gráficos muestran que la comercialización de petróleo, a partir del año 2010, tuvo una recuperación con una ligera tendencia a incrementar, ello debido principalmente a la mayor producción de gas natural que permite obtener mayor condensado; sin embargo, aún no es suficiente para el abastecimiento al mercado interno, debido a que Bolivia continúa importando gasolina natural, diesel y GLP.

Por su parte, el Gobierno ha diseñado un mecanismo de incentivo a la producción de petróleo mediante el D.S. N° 1202, de abril de 2012, consistente en la emisión de Notas de Crédito Fiscal (NOCRES)² por un valor de 30 USD/Bbl a favor de las empresas que entreguen producción de petróleo a YPFB, adicionales a los 10,29 USD/Bbl que reciben luego del pago de regalías e IDH.

Durante el año 2012, ninguna empresa se acogió al incentivo ofrecido por el Gobierno, posiblemente porque al ser éste a través de notas de crédito que sólo sirven para el pago de impuestos, no resultan necesarias, en tanto dichas empresas cuentan con suficiente crédito fiscal acumulado o cuando sus compras sean menores a sus ventas.

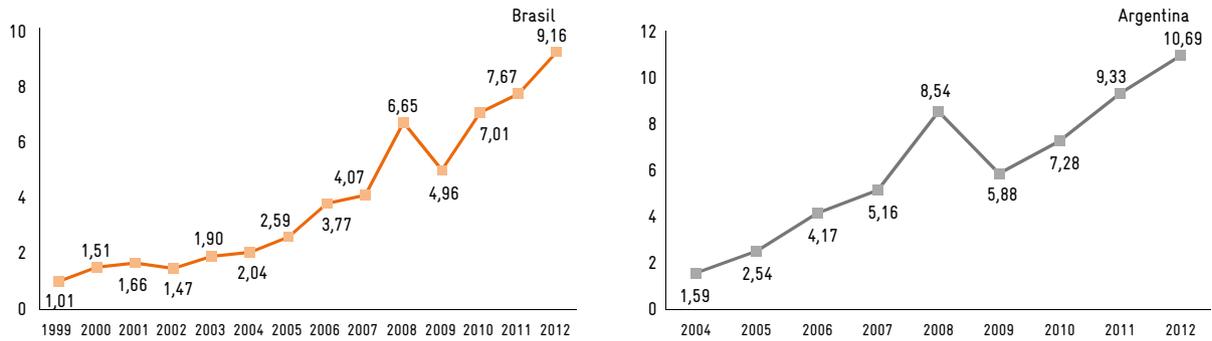
Asimismo, se considera necesario transparentar la gestión pública relacionada con la construcción de las plantas de separación de líquidos de Río Grande y Gran Chaco, considerando que en ambos casos existió un escándalo de corrupción de por medio que actualmente se encuentra en juicio y pleitos legales.

Gráfico N° 5
Comercialización promedio diaria de petróleo y GLP
En miles de barriles y toneladas métricas



2 La nota de crédito es un documento fiscal que permite el pago de obligaciones tributarias a favor de sus tenedores y que puede o no ser endosable a terceros o fraccionable en su valor, a solicitud del titular.

Gráfico N° 6
Precio de venta gas natural
En dólares por MMBTU



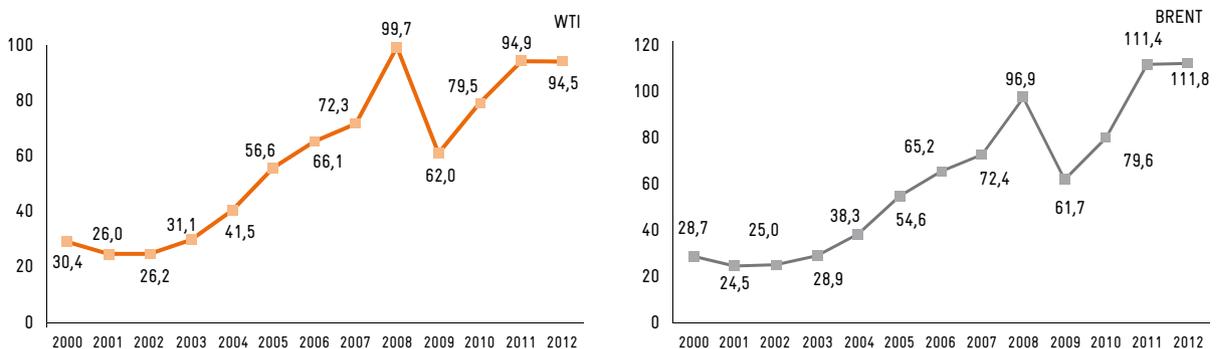
Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

El segundo factor a tomar en cuenta dentro de la comercialización de hidrocarburos es el precio de venta en los diferentes mercados. La Ley de Hidrocarburos N° 3058 establece como prioridad el abastecimiento al mercado interno, siendo que el resto de los hidrocarburos producidos pueden ser exportados.

Asimismo, el precio de venta en el mercado interno se encuentra regulado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos. En el caso del gas natural, varía entre 0,90 y 1,9768 dólares por millar de pie cúbico (USD/MPC), y para el petróleo es de 31,16 dólares por barril (USD/Bbl). Estos precios se han mantenido en los últimos años; sin embargo, los precios de exportación de gas natural han registrado gran variabilidad.

Como se observa en el Gráfico N° 6, los precios de venta del gas natural exportado a Brasil y Argentina registran en el año 2012 un pico histórico de 9,16 USD/MMBTU en el caso del Brasil y de 10,69 USD/MMBTU para Argentina; producto del incremento en el precio internacional del petróleo, puesto que el precio de exportación del gas natural boliviano se encuentra indexado a la cotización de tres fuels, los cuales dependen de la cotización del precio internacional del petróleo, tanto del West Texas Intermediate (WTI) como del Brent (precio de referencia del crudo en el mar del norte), siendo particularmente éste último el que ha mantenido una cotización alta.

Gráfico N° 7
Precio internacional del barril de petróleo
En dólares por barril



Fuente: U.S. Energy Information Administration.

5

Regalías, participación del TGN e IDH

5. REGALÍAS, PARTICIPACIÓN DEL TGN E IDH

El pago de una regalía es entendido como una compensación económica que percibe un Estado por el uso o extracción de sus recursos naturales; en este sentido, es cancelada al dueño del recurso o al lugar donde se encuentran.

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.

En el marco de la definición de regalía, en el caso boliviano, la Regalía Departamental es destinada a los departamentos productores en proporción a su aporte a la producción nacional; en tanto que la Regalía Nacional Compensatoria se creó al amparo de la Ley N° 981, de 1988, en la que se establece que estos ingresos tendrán por destino fomentar el desarrollo de los departamentos de Beni y Pando. Resulta importante mencionar que a partir de la Constitución Política del Estado, aprobada en el año 2009, la regalía departamental de 11% queda constitucionalizada, porcentaje que está establecido no solamente en la Ley de Hidrocarburos, sino también en la Constitución.

Un aspecto que en el caso boliviano llama la atención y es motivo de debate público es el sistema fiscal aplicado al sector hidrocarburos; el cual, si bien permite al Estado captar al menos 50% de los ingresos generados por la explotación de hidrocarburos

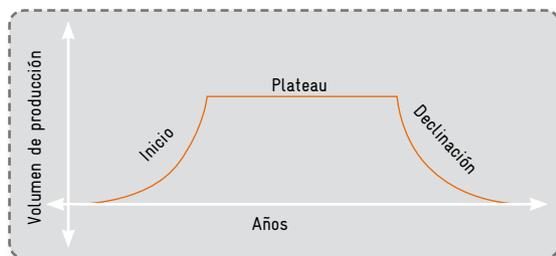
Cuadro N° 1
Distribución de regalías, participación TGN e IDH

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

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

mediante la aplicación de regalías, participación del TGN e IDH, no hace diferencia alguna entre tipos de campo o fase de proyecto; es decir, se aplica el mismo sistema fiscal a un campo gasífero o petrolífero, no se diferencia tampoco un campo nuevo, de uno maduro u otro que esté en declinación.

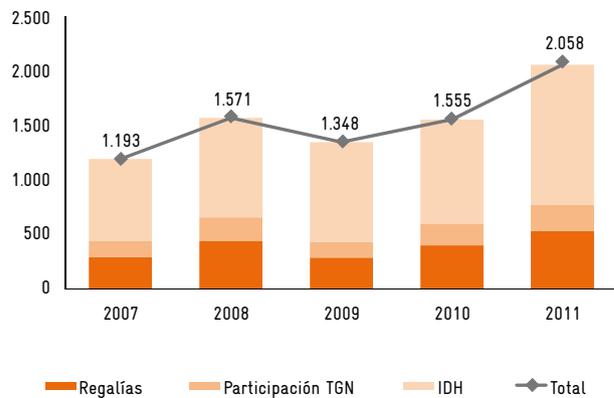
Al parecer, éste sería uno de los aspectos que impide la atracción de nuevas inversiones al sector hidrocarburos en Bolivia, sumado a ello está que el



precio a los hidrocarburos líquidos está congelado en 27,11 USD/Bbl (precio neto de IVA). Sin duda, el sistema fiscal será uno de los debates en el marco de la discusión de la nueva ley de hidrocarburos.

Como se mencionó anteriormente, la producción de hidrocarburos se ha incrementado en los últimos años; asimismo, el precio de venta del gas natural se ha incrementado notoriamente, lo cual, sin duda, ha repercutido en mayores ingresos para el Estado a través de regalías, participación del TGN e IDH.

Gráfico N° 8
Regalías, participación TGN e IDH
En millones de dólares americanos



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía, Servicio de Impuestos Nacionales.

Como se aprecia en el Gráfico N° 8, si bien el monto percibido por regalías y participación del TGN se han incrementado, el IDH es uno de los principales ingresos que recibe el Estado, y es el que permite captar el 32% de los ingresos obtenidos por la explotación de hidrocarburos, el cual fue creado el año 2005, como resultado de las conclusiones del referéndum nacional del año 2004.

6

Costos recuperables

6. COSTOS RECUPERABLES

Los contratos de operación, suscritos en octubre de 2006, establecen en la cláusula 13 la figura de costos recuperables que, de acuerdo con la definición establecida en dichos contratos, son los costos incurridos por y reportados por el Titular, y que hayan sido aprobados por YPFB conforme al Procedimiento Financiero y Contable. De hecho, el Anexo D de los contratos, denominado Procedimiento Financiero y Contable, contiene una amplia cláusula sobre costos recuperables, incluyendo una clasificación de costos.

1. Costos de personal
2. Costos de movilización y desmovilización del personal
3. Costos de transporte y reubicación del personal
4. Servicios
5. Costos de materiales
6. Impuestos, tasas contribuciones y compensaciones e indemnizaciones
7. Diferencias de cambio
8. Servidumbres, indemnizaciones, compensaciones.
9. Protección al medio ambiente y seguridad industrial
10. Costos legales
11. Servicios
12. Costos de administración y servicios
13. Depreciación de activos fijos
14. Otros costos
15. Cargos relacionados con Casa Matriz del operador.

Respecto a los costos recuperables el contrato de operación establece que:

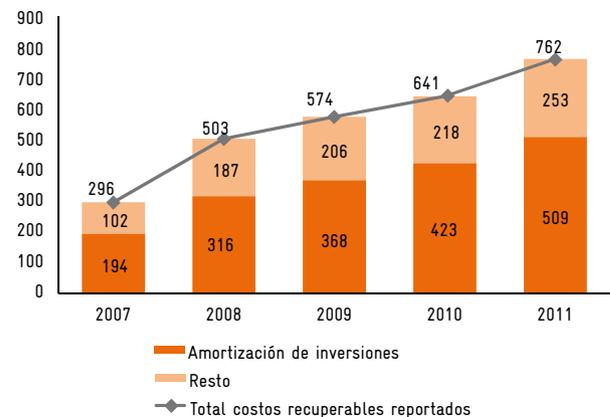


El contrato de operaciones establece un límite de recuperación de costos. En 38 contratos equivale a 100% del valor remanente, el cual resulta de descontar de los ingresos percibidos por comercialización de hidrocarburos el monto pagado por regalías, participación del TGN e IDH; sin embargo, existen cinco excepciones: San Antonio y San Alberto (60%), Caipipendi (95%), Colpa-Caranda e Ingre (80%).

En este sentido, resulta importante considerar que uno es el monto de costo recuperable presentado por el Titular a YPFB, que es aprobado; y otro es el monto del costo recuperado, es decir, el monto que YPFB le paga como resultado de aplicar el límite de recuperación al valor remanente; al respecto, el contrato de operaciones en Bolivia permite la acumulación de costos recuperables no recuperados que el titular puede trasladar al mes siguiente.

Lamentablemente, a la fecha no se conoce el costo recuperable que ha sido efectivamente pagado a las empresas titulares; sin embargo, YPFB publica, en su página web, los costos recuperables reportados por los titulares de los contratos de operación sujetos a revisión y aprobación de la estatal petrolera como se muestra en el Gráfico N° 9.

Gráfico N° 9
Costos recuperables reportados por los titulares a YPFB
En millones de dólares americanos



Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

Como se puede apreciar en el gráfico anterior, desde la vigencia de los contratos de operación, en mayo de 2007, existe una tendencia creciente en los costos recuperables reportados por el titular de acuerdo con los reportes de YPFB, ello se explica principalmente por un comportamiento también creciente en el componente de amortización de inversiones.

Los contratos de operación establecen, en la cláusula 10, que la propiedad de todos los materiales e instalaciones adquiridos por los titulares, a partir del 2 mayo de 2007 (fecha en que se hacen efectivos los contratos suscritos el 2006) para ser utilizados en las operaciones petroleras y que hayan sido considerados como costos recuperables, pasarán a YPFB, sin cargo ni gravamen alguno, en la fecha que ocurra primero entre i) la fecha en que hayan sido completamente amortizados, de acuerdo a lo establecido en el Anexo D de los

contratos o ii) la fecha de terminación del contrato por cualquier causa independientemente del grado de amortización de los materiales e instalaciones.

En este sentido, considerando que ya han transcurrido cinco años desde el inicio efectivo de los contratos de operación, resulta necesario para la población conocer qué activos ya han pasado a propiedad de YPFB y cuál el valor residual de los mismos, puesto que éstos, seguramente, servirán para incrementar también el patrimonio de la empresa estatal.

7

Retribución del Titular

7. RETRIBUCIÓN DEL TITULAR¹

Conforme está establecido en la Ley de Hidrocarburos N° 3058, YPFB deberá pagar una retribución a los titulares de los contratos de operación por los servicios de operación prestados, dicho pago deberá cubrir la totalidad de los costos incurridos, además de la utilidad.

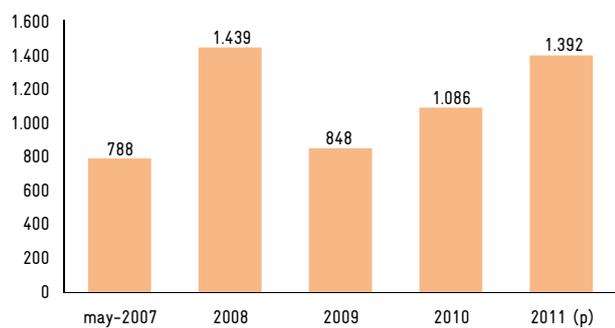
En este sentido, la cláusula 13 de los contratos de operación establece que la retribución del titular es cancelada una vez iniciada la producción comercial de uno o más campos en el área del contrato. La retribución del titular está conformada por a) Costos recuperables y b) Utilidad.

Asimismo, el Anexo F de los contratos de operación establece las fórmulas de cálculo de la retribución del titular. El monto pagado a los titulares varía mensualmente; es decir, no se trata de una tarifa fija por barril o por unidad energética, como ocurre en un contrato de servicios puro. En el caso boliviano, la variabilidad en el pago a los titulares está en función a la producción entregada por el titular, así como por la comercialización que realiza YPFB.

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; no obstante, éstas prevén que los ajustes no serán significativos. El siguiente gráfico muestra los montos cancelados a las empresas por concepto de Retribución del Titular desde mayo de 2007 hasta la gestión 2010;

¹ Retribución del Titular significa el pago al titular de los costos recuperables y su utilidad, de acuerdo con el contrato.

Gráfico N° 10
Retribución del Titular
En millones de dólares americanos



Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

en el caso de la gestión 2011, la información no es pública, por lo que se ha estimado dicho valor.

En el Gráfico N° 10 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.

8

Participación de YPFB

8. PARTICIPACIÓN DE YPFB

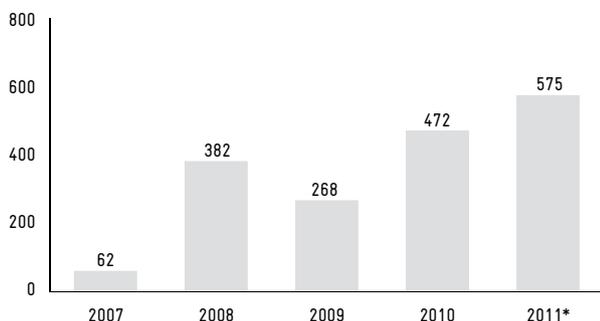
El año 2006, al celebrarse la suscripción de los nuevos contratos de operación, se destacaba que a partir de su aplicación Bolivia, a través de la empresa estatal, tendría una mayor participación en la renta petrolera, puesto que, además de las regalías e IDH, YPFB tendría una participación adicional en las utilidades de los contratos de operación.

Esta participación de YPFB en las utilidades de los contratos de operación resulta de la aplicación de un porcentaje de participación que se obtiene de las tablas de participación presentes en el Anexo F de los contratos; dichas tablas varían de un contrato a otro, puesto que habrían sido objeto de negociación bajo parámetros como el tipo de campo, tamaño de reservas, facilidades y otros presentes en los planes de desarrollo de cada campo.

En el caso del contrato Caipipendi, por mencionar un ejemplo, el contrato suscrito consideraba el antiguo plan de desarrollo que establecía un máximo de producción de 6 MMmcd de gas natural, en tanto que el nuevo plan de desarrollo presentado al Ministerio de Hidrocarburos y Energía establece un máximo de producción de 14 MMmcd, aspecto que ha motivado grandes inversiones por parte de las empresas que forman el titular, a fin de poder extraer esos recursos. Sin embargo, la tabla de distribución de utilidades en el contrato no se ha ajustado a esa nueva estimación de producción.

En el siguiente gráfico se presentan los montos percibidos por YPFB como participación en los contratos de operación, cifra que desde mayo de 2007 a diciembre de 2011 se aproxima a la suma de 1.800 millones de dólares.

Gráfico N° 11
Participación adicional de YPFB en las ganancias
de los contratos de operación
En millones de dólares americanos



Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

* Estimación propia.

Como se observa en el Gráfico N° 11, 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.

Naturalmente, al tratarse de una participación que es aplicada sobre la ganancia de los contratos, el

monto que percibe YPFB fluctúa en la medida que fluctúan los costos, precios o producción; es así que el 2008 se observa un incremento con relación al 2007, seguido de una caída en 2009, año en que los precios de exportación de gas natural se mantuvieron bajos, para luego –los años 2010 y 2011– mantener una tendencia creciente debido al favorable contexto de precios. Resulta previsible que esa tendencia se haya mantenido el año 2012, debido a que, además del favorable contexto de precios internacionales, se ha registrado un importante incremento de producción.

No obstante, los incrementos de la participación de YPFB en los contratos de operación también podrían ser efecto de mayores porcentajes de participación de la empresa estatal, de acuerdo a las tablas del Anexo F de los distintos contratos, por lo que es cada vez más necesario 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 los Contratos de Operación de 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 destino que YPFB está dando a los ingresos obtenidos por esta participación en la ganancia de los Contratos de Operación.

9

Conclusiones y recomendaciones

9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Desde finales del año 2011, el Gobierno, a través de YPFB, ha venido anunciando importantes incrementos de producción que, sin duda, algunas repercutirán en mayores ingresos para las regiones productoras y los beneficiarios de la renta petrolera. En noviembre del año 2012 se ha registrado un pico histórico en la producción de gas natural, llegando a 58 MMmcd.
- Si bien estos resultados son motivo de alegría en el país, puesto que se traducen en mayores recursos para inversión, resulta preocupante que se deban principalmente al aporte que realizan dos campos: Sábalo y Margarita, porque se estaría más bien acelerando la explotación de la reserva ya existente en dichos campos.
- En el transcurso del año 2012 se ha observado que si bien YPFB se encuentra promocionando el potencial hidrocarburífero del país en distintas ferias internacionales, no se ve un interés real en las empresas petroleras por invertir en las áreas reservadas a favor de YPFB, ello debido a que aún no se cuenta con una nueva ley de hidrocarburos que refleje los preceptos de la nueva Constitución del 2009, por lo que el marco jurídico continúa siendo inestable para nuevas inversiones.
- Los contratos de operación en Bolivia establecen mecanismos de control, como los Planes de Desarrollo y Programas de Trabajo y Presupuesto que, sin embargo, no son dados a conocer a la población en general. Además, de acuerdo con

el Decreto de Nacionalización, es dueña de los hidrocarburos, por lo que se recomienda a YPFB incrementar los mecanismos de transparencia de la información.

- Aproximadamente, 85% de los ingresos por la venta de los hidrocarburos proviene del gas natural exportado a los mercados de Brasil y Argentina. En el caso del primero, el contrato de compra-venta de gas natural finaliza el año 2019, por lo que se recomienda al Gobierno diseñar estrategias para una eventual renegociación, así como prever los cambios que de ello pueda derivarse.
- El uso y destino de los ingresos que obtiene YPFB por la participación adicional en las ganancias de los contratos de operación debe ser transparentado y reglamentado, a fin de que esos recursos sean invertidos de la mejor manera.
- En el marco de la política de reactivación de la exploración hidrocarburífera en el país, 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 empresa 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.
- Considerando los incrementos de producción y el registro de precios históricos de exportación de gas natural, es cada vez más imperiosa la necesidad de políticas estatales destinadas a transferir recursos obtenidos por la explotación de hidrocarburos a otros sectores de la economía generadores de valor agregado y empleo.
- Finalmente, considerando que el año 2013 debiera tratarse la nueva ley de hidrocarburos, en la Asamblea Legislativa Plurinacional, se recomienda que exista una política coherente entre la nueva ley, los contratos petroleros, la distribución de la renta hidrocarburífera y la diversificación de la economía.

