

SERIE DEBATE PÚBLICO Nº 30

SITUACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS EN BOLIVIA

Octubre 2014

Las plantas de separación de líquidos se constituyen en un hito histórico

¿Chuquisaca será el futuro primer departamento productor de hidrocarburos?

El 41% de inversión programada para el 2014 en hidrocarburos es para explotación

En los últimos 10 años, el sector hidrocarburífero en Bolivia ha cobrado mayor importancia en la economía nacional, pasó de representar cerca de 4% del PIB en el año 2003 a 8,7% en el 2013. Asimismo, hace 10 años, el sector explicaba el 32% de las exportaciones, siendo que actualmente representa cerca de 55% de los ingresos por exportaciones bolivianas. Los cambios en el régimen fiscal y contractual del sector se han constituido en uno de los pilares fundamentales de los ingresos fiscales, llegando a aportar más de un tercio de los ingresos corrientes del Tesoro General de la Nación, por lo que resulta importante contar con información clara sobre el comportamiento del sector que permita al pueblo boliviano conocer la forma en que se administra y gestiona el principal recurso natural del país.

Con este propósito, este informe presenta la información relativa a las diferentes actividades del sector hidrocarburos en Bolivia, desde la exploración hasta la industrialización, considerando también aspectos relevantes como la renta petrolera y las plantas de separación de líquidos.

En este sentido, Fundación Jubileo busca coadyuvar al análisis y debate público sobre la gestión de un recurso natural estratégico y que debe constituirse en el motor del sector hidrocarburos y de otros sectores de la economía nacional.

FUNDACIÓN JUBILEO

CONTENIDO

1. Exploración y reservas	3
1.1 Áreas reservadas para exploración y nuevos contratos	3
1.2 Nuevos contratos	4
2. Producción de hidrocarburos, un incremento histórico	5
3. Comercialización	6
3.1 Mercado Interno	6
3.2 Mercado Externo	8
4. Plantas de Separación	9
4.1 Planta Separadora de Líquidos de Río Grande	9
4.2 Planta Separadora de Líquidos Gran Chaco	9
5. Industrialización	10
5.1 Roles de la EBIH y YPFB	10
5.2 Planta de Amoniaco – Urea	10
5.3 Planta de Etileno, Polietileno, Propileno y Polipropileno	11
5.4 Gas Natural Licuado – GNL	11
5.5 Gas a Líquidos - GTL	11
6. Renta Petrolera	11
7. Inversión en el sector hidrocarburos	13
8. Nueva Ley de Hidrocarburos y gobernanza del sector	15
8.1 Roles institucionales	15
8.2 Incentivos para la inversión	15
8.3 Contratos de servicio para exploración y explotación	16
9. Conclusiones	16

SITUACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS

Director Ejecutivo:

Juan Carlos Núñez V.

Elaboración:

Célica Hernández L.

Raúl Velásquez G.

Edición:

Jorge Jiménez Jemio

Dirección:

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

Telefax: (591-2) 2125177 - 2311074

Correo electrónico: comunicacion@jubileobolivia.org.bo

Casilla: 5870

La Paz - Bolivia

D. L. 4-2-2647-13

2014

1. Exploración y reservas



La actividad de exploración es, sin duda, una de las más importantes para el sector hidrocarburos, pues constituye el punto de partida para las demás actividades. Sin un recurso descubierto y debidamente cuantificado no es posible proyectar la explotación, producción y comercialización de hidrocarburos.

Adicionalmente, debido a que se trata de la explotación de recursos naturales no renovables, la actividad exploratoria deber ser permanente en caso que un determinado país decida desarrollar esta actividad económica; esta decisión es fundamental, pues es el punto de partida para el diseño de una política económica, social y ambiental coherente.

En el caso de Bolivia, la propia Constitución Política del Estado establece que los recursos naturales, entre ellos los hidrocarburos, son de carácter estratégico y de interés público para el desarrollo del país; estableciendo, además, que será el Estado el que asuma el control y la dirección sobre la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de los recursos naturales estratégicos a través de entidades públicas, cooperativas o comunitarias, las que, a su vez, podrán contratar a empresas privadas y constituir empresas mixtas.

Una vez que el Estado decide explotar, la exploración consiste en la búsqueda de hidrocarburos mediante procesos con base científica, partiendo de la recopilación de información relativa a un área determinada, utilizando técnicas y métodos geológicos¹ y geofísicos², para luego analizar y clasificar los datos de forma tal que permitan identificar el objetivo exploratorio y elaborar así un proyecto del prospecto exploratorio.

Determinado el proyecto, se emplean diferentes técnicas para recopilar datos a detalle y se identifican oportunidades de negocio mediante el análisis de riesgos y cálculos de reservas estimadas o previstas. Dependiendo del análisis de la información obtenida se deberá decidir si se abandona el proyecto o, por el contrario, se continúa con la perforación de pozos. En caso de encontrarse reservas, se determinará el éxito exploratorio y, dependiendo de la viabilidad técnica y económica de explotar esas reservas, se declarará el descubrimiento comercial de hidrocarburos para pasar, luego, a su explotación y producción.

Esta variedad de actividades y procedimientos puede demorar varios años; en el caso de Bolivia, se estima que la exploración en zona tradicional puede durar entre 3 y 7 años, siendo que en zona no tradicional ésta puede extenderse incluso hasta una década, por lo que si se desea mantener un nivel de producción estable –o incluso creciente– la actividad exploratoria debe ser permanente.

Si bien la Ley N° 3740, vigente desde el año 2007, establece que la empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) deberá publicar hasta el 31 de marzo de cada año el nivel de reservas certificadas existentes en el país al 1° de enero del mismo año, la última certificación oficial realizada fue presentada en julio del año 2014 con datos al 31 de diciembre de 2013, siendo que la anterior certificación data del año 2009.

La reciente certificación de reservas fue realizada por la empresa canadiense GLJ, si bien aún el documento oficial no se encuentra disponible, de acuerdo a declaraciones del Presidente del Estado Plurinacional, el 22 de julio de la presente gestión, los resultados de la certificación muestran que las reservas probadas de gas natural alcanzan a 10,45 TCF, las probables a 3,50 TCF y las posibles a 4,15 TCF. En tanto que las reservas probadas de petróleo llegaron a 211,45 millones, las probables a 72,25 millones y las posibles a 80,37 millones de barriles.

En el caso del gas natural, se observa que existe un pequeño incremento de reservas en relación a la anterior certificación, aun así resulta importante el hecho de que se haya repuesto la producción consumida y exista un valor de reservas que permitan cumplir con los compromisos comerciales en el mediano plazo. En todo caso, es previsible que a partir de los nuevos proyectos de exploración que inician actividades este año 2014 y el 2015, las reservas puedan verse incrementadas.

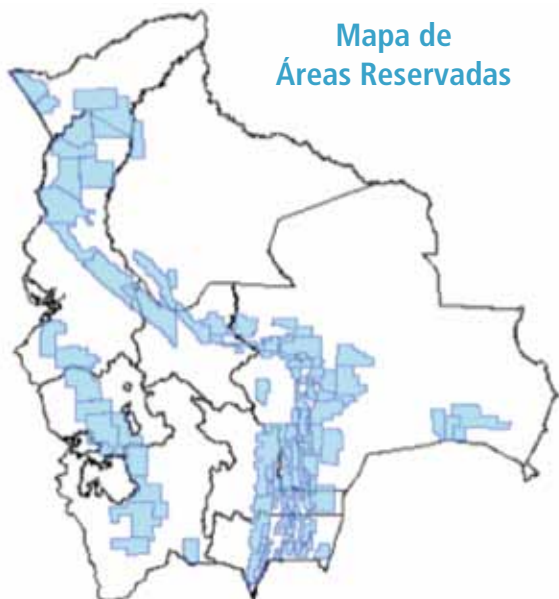
Respecto al petróleo, es evidente una disminución en las reservas en relación a la anterior certificación, esta situación se observa en las probadas, probables y posibles, aspecto que refleja la poca actividad exploratoria en campos petrolíferos, que se espera pueda ser revertida, una vez que se inicien actividades de perforación en el norte de La Paz, así como en el resto de áreas reservadas a favor de YPFB con potencial petrolífero.

1.1 ÁREAS RESERVADAS PARA EXPLORACIÓN Y NUEVOS CONTRATOS

Conforme establece la Constitución Política del Estado, YPFB es la única empresa facultada para realizar las actividades de la cadena productiva de hidrocarburos, entre ellas la exploración. Consecuentemente, desde el 2007, el Órgano Ejecutivo reservó áreas para exploración y explotación de hidrocarburos a favor de YPFB. Ese año, mediante Decreto Supremo N° 29226 se reservaron 33 áreas para exploración y explotación, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 34 de la Ley de Hidrocarburos N° 3058. Posteriormente, el año 2010, mediante Decreto N° 676, se adicionaron 23 nuevas áreas reservadas. En el mismo objetivo, en abril de 2012, mediante Decreto N° 1203, se incremen-

1 Consiste en imágenes de satélite, interpretación geológica de superficie, recolección de muestras de terreno, interpretación estructural y su relación con la historia geológica. Los estudios se basan en especialidades como la geoquímica, paleontología, estratigrafía, geomorfología y otros.

2 Son estudios basados en métodos sísmicos de reflexión y refracción, gravimétricos, magnetométricos, eléctricos, electromagnéticos y radiométricos. Los métodos más conocidos son los de sísmica 2D y 3D, gravimetría y magnetometría.



taron otras 42 áreas reservadas a favor de YPFB, totalizando así 98 áreas ubicadas en el territorio nacional, tanto en zona tradicional como en no tradicional.

La propia Constitución establece que YPFB podrá conformar asociaciones o sociedades de economía mixta para la ejecución de actividades de exploración y otras, por lo que el Ministerio de Hidrocarburos y Energía aprobó, el año 2010, la RM 150-10; posteriormente complementada por la RM 262-11 del año 2011, que establece las modalidades de selección de empresas con las cuales puede asociarse la estatal petrolera.

En la gestión 2008 se suscribió el primer contrato de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos en áreas reservadas a favor de YPFB con la empresa Petroandina SAM, conformada por las empresas YPFB (60%) y Petróleos de Venezuela – PDVSA (40%). Este contrato incluye 12 de las 98 áreas reservadas a favor de YPFB, de las cuales Lliquimuni, en el departamento de La Paz, es una de las que mayor expectativa ha generado y donde la empresa proyectó perforar un primer pozo a fines de la gestión 2014.

Posteriormente, el año 2011, la Asamblea Legislativa Plurinacional autorizó la suscripción de 4 nuevos contratos de servicio para exploración y explotación de hidrocarburos con la empresa Gas To Liquid International (GTLI); sin embargo, los mismos están siendo nuevamente renegociados con la estatal YPFB debido a que el principal socio de la empresa GTLI era la Jindal Steel & Mining con la cual rompió su relación societaria a finales del año 2012.

1.2 NUEVOS CONTRATOS DE EXPLORACIÓN

La tabla ilustra los nuevos contratos suscritos recientemente y que cuentan con una ley específica aprobada por la Asamblea Legislativa Plurinacional.

A partir del año 2012 se aprobaron nuevos contratos de servicio para exploración y explotación de hidrocarburos en áreas reservadas a favor de YPFB, entre los cuales destacan los suscritos para las áreas Azero (con las empresas Gazprom y Total) y Hucareta (con la empresa BG Bolivia); en ambas existen interesantes estimaciones de recursos hidrocarburíferos, especialmente gas natural, que pueden convertir al departamento de Chuquisaca en el mayor productor de hidrocarburos del país. Estas áreas son las de mayor extensión, considerando sólo las que tienen contratos ya suscritos, por lo que a medida que la actividad exploratoria avance, seguramente, se irá delimitando de mejor manera el área exploratoria.

En el caso del Bloque Azero, la empresa petrolera estatal estima un potencial de recursos cercano a 3 Trillones de Pies Cúbicos (TCF); en el caso del Área Huacareta, se estiman 13,5 TCF por lo que el desarrollo de ambos campos puede significar un importante incremento de reservas en el país; sin embargo, este aspecto solamente podrá ser comprobado a medida que avance la actividad exploratoria y, finalmente, se llegue a la perforación de un primer pozo, puesto que no todos los recursos hidrocarburíferos se transforman en reservas. En todo caso, ambos contratos prevén la elaboración de un Programa de Trabajo y Presupuesto en la fase de exploración, el cual debe ser entregado por las empresas operadoras a YPFB para su aprobación; por lo que la empresa petrolera estatal tiene los mecanismos necesarios para exigir el cumplimiento de los compromisos asumidos.

NUEVOS CONTRATOS

ÁREA DE CONTRATO	EMPRESAS	PROMULGADO POR LEY	INVERSIÓN MM DE \$US
SANANDITA	EASTERN PETROLEUM	LEY Nº 380	8,5
AZERO	GAZPROM TOTAL E&P Bolivie	LEY Nº 379	130
SAN MIGUEL	YPFB CHACO	LEY Nº 470	2,5
ISARZAMA		LEY Nº 471	2,5
DORADO OESTE		LEY Nº 469	6
CEDRO	PETROBRAS BOLIVIA	LEY Nº 467	12,06
HUACARETA	BG BOLIVIA	LEY Nº 468	30,43*

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía, Rendición Pública de Cuentas, 16 de enero 2014.

* Nota: Según información de YPFB, la empresa petrolera BG Bolivia ha comprometido una inversión de 100 millones de dólares para los primeros 5 años de exploración, siendo que los primeros 8,8 corresponden a estudios de geología y de licencia ambiental.

2. Producción de hidrocarburos, un incremento histórico



A partir de la gestión 2012, YPFB viene anunciando permanentes incrementos en la producción de hidrocarburos, principalmente de campos gasíferos, lo cual también ha permitido un incremento en la producción de hidrocarburos líquidos debido al condensado asociado al gas natural.

Los campos Sábalo, bajo el contrato San Antonio, y Margarita, bajo el contrato Caipipendi, son los que han incrementado el nivel de producción en los últimos años. Si bien el 2013 el promedio anual de producción fue de 56,5 millones de metros cúbicos por día (MMmc/d), existieron algunos periodos de dicha gestión en que la producción superó los 60 MMmc/d.

En tanto que la producción de hidrocarburos líquidos, el año 2013, alcanzó un promedio diario de 59 mil barriles por día (MBbl). Si bien la mayor parte de los campos petrolíferos son medianos y están próximos a una etapa de declinación, el incremento de la producción también se explica principalmente por los campos gasíferos con un mayor aporte en la producción de condensado, especialmente en San Alberto, Margarita y Sábalo.

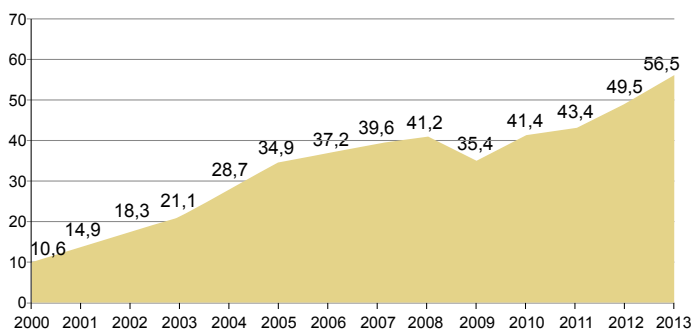
Por su parte, la producción de Gas Licuado de Petróleo (GLP) ha presentado un cambio sustancial a partir de la inauguración y puesta en marcha de la planta separadora de líquidos de Río Grande, lo cual se constituye, sin duda, en uno de los hitos más importantes en la historia del sector hidrocarburos en Bolivia, puesto que permite al país extraer los licuables asociados al gas natural en la corriente de exportación a Brasil, dejando finalmente de exportar gas natural rico. La producción promedio diaria de GLP llegó el año 2013 a 1.002 toneladas métricas por día, cifra superior en 12% al registrado en la gestión 2012.

En relación a la producción de hidrocarburos por campo, como se puede apreciar en el gráfico, los tres denominados “megacampos” aportan con 70% del gas natural producido y con 73% de los hidrocarburos líquidos.

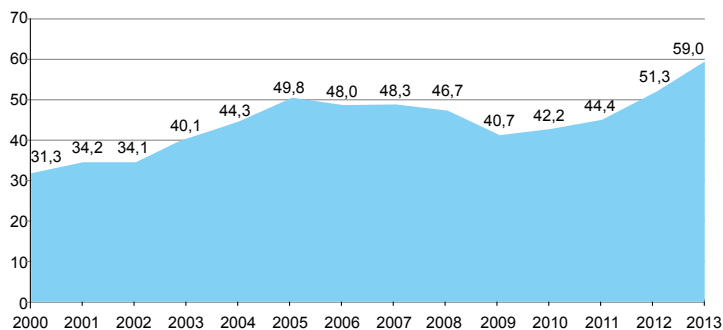
Si bien los tres “megacampos” representan más de 70% de la producción de hidrocarburos, resulta evidente el incremento en la producción del campo Margarita, perteneciente al Bloque Caipipendi, en el que participan las empresas Repsol Bolivia, BG Bolivia y PAE, campo que ha incrementado su producción de gas natural en casi 473% entre los años 2007–2013. Asimismo, el campo Sábalo muestra un incremento de producción promedio diaria de 49% en el mencionado periodo; estos incrementos obedecen a la ampliación de las plantas de procesamiento que permiten una mayor explotación de hidrocarburos; sin embargo, este incremento supone también un agotamiento más rápido de reservas conocidas sin que haya una reposición de las mismas.

Los tres campos de mayor producción se encuentran ubicados en el departamento de Tarija, por lo que su economía depende en gran medida de las regalías generadas por estos campos, las cuales son pagadas en proporción a su aporte a la producción nacional; no obstante, una explotación más acelerada de sus reservas supone también una declinación más temprana de lo previsto en dichos campos, por lo que —a menos que mediante actividades de exploración (aunque éstas pueden tardar en promedio 5 años) se pueda reponer e incrementar las reservas existentes— la economía Tarijeña puede verse afectada seriamente en los próximos 10 años.

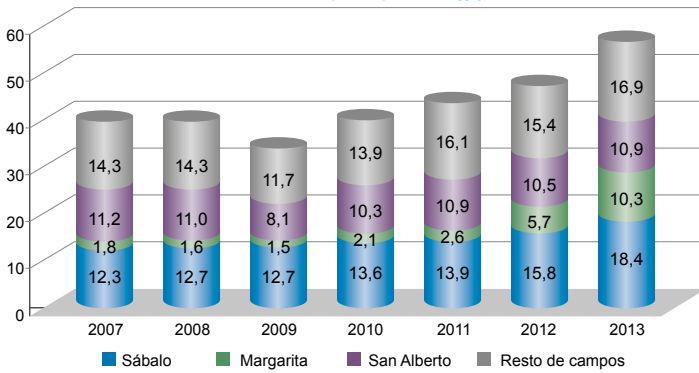
PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL
PROMEDIO ANUAL EN MILLONES DE METROS CÚBICOS POR DÍA



PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
PROMEDIO ANUAL EN MILES DE BARRILES POR DÍA

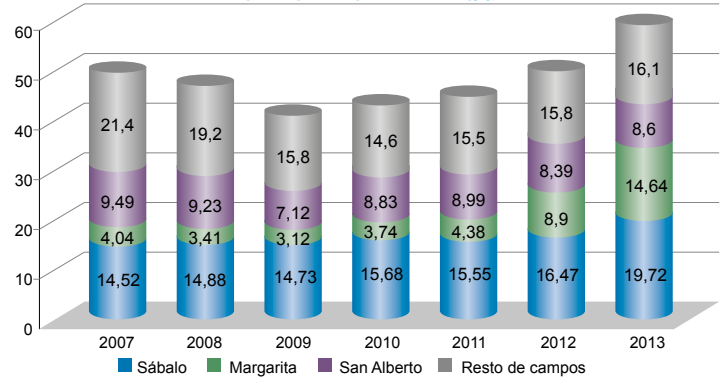


PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL PROMEDIO MMmc/d



Fuente: Boletines Estadísticos de YPFB

PRODUCCIÓN HIDROCARBUROS LÍQUIDOS PROMEDIO MILES DE BARRILES/d



3. Comercialización

La Resolución Ministerial N° 255, de diciembre de 2006, establece como prioridad el abastecimiento del mercado interno debido principalmente a que, en años anteriores al proceso de nacionalización, el mercado prioritario para la asignación de volúmenes de hidrocarburos era el de exportación, dados los altos niveles de precios registrados.

En el caso del gas natural, luego de abastecer la demanda interna, el siguiente mercado en ser atendido es el que establece el contrato de compra-venta de gas natural suscrito entre Bolivia y la República Federativa de Brasil. En caso de existir excedentes, luego de la exportación de volúmenes de gas natural a ese país, el tercer mercado de destino es la República Argentina, a pesar de que este último comprador paga, incluso, mejor precio; sin embargo, debido al compromiso adquirido con Brasil en 1996 y las inversiones realizadas para garantizar el cumplimiento de dicho contrato, el segundo mercado en importancia es el brasilero.

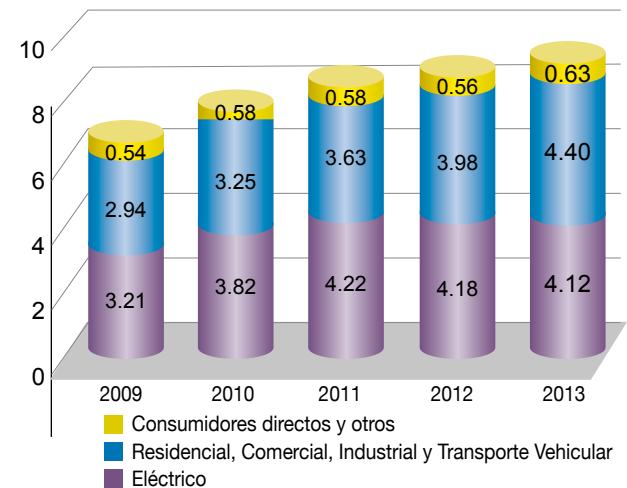
En el caso de los hidrocarburos líquidos (petróleo y GLP), de acuerdo con la Resolución Ministerial N° 255, el mercado prioritario es igualmente el interno. En caso de existir excedentes, los mismos podrán ser exportados a países vecinos que ofrezcan las mejores condiciones comerciales.

3.1 MERCADO INTERNO

El mercado interno alcanzó su mayor consumo (9,85 MMmcd) durante la gestión 2013. Los sectores residencial, comercial, industrial y transporte vehicular fueron los principales consumi-

dores, mientras que, en segundo lugar, se ubica el sector eléctrico. Aquellos consumidores directos y los que no se encuentran interconectados al sistema central de transporte y distribución presentan una participación mínima en el consumo total.

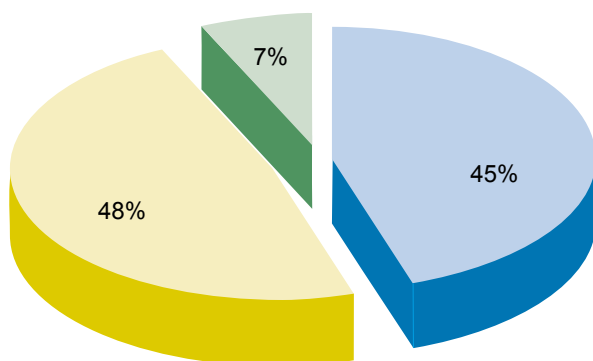
CONSUMO GAS NATURAL MERCADO INTERNO POR SECTOR MILLONES DE METROS CÚBICOS POR DÍA



Fuente: Boletines Estadísticos de YPFB

Al analizar la participación porcentual, no se observa mucha diferencia entre el sector eléctrico (45%) y aquellos sectores residencial, comercial, industrial y de transporte vehicular (48%); mientras que la participación de los otros consumidores es mínima con relación a los anteriores sectores.

CONSUMO GAS NATURAL MERCADO INTERNO POR SECTOR - EN PORCENTAJE - GESTIÓN 2013



- Eléctrico
- Residencial, Comercial, Industrial y transporte Vehicular
- Consumidores directos y otros

Fuente: Boletines Estadísticos de YPFB

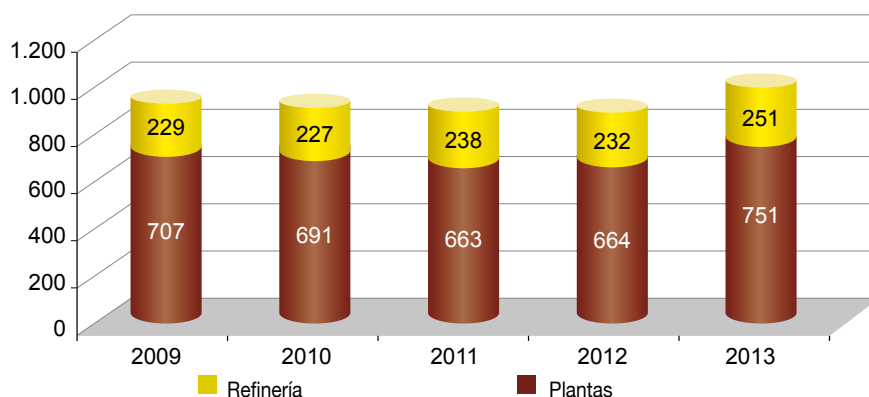
Una política del Gobierno para maximizar el uso de gas natural en el mercado interno consiste en el cambio de la matriz energética. Considerando los abundantes volúmenes de gas natural y los limitados volúmenes de hidrocarburos líquidos producidos,

principalmente crudo, el Gobierno boliviano promueve el uso del gas natural domiciliario a través del tendido de redes, el uso de gas natural vehicular, la modificación de motores a gasolina a un sistema dual que pueda usar gas natural y la remotorización de vehículos que utilizan diesel oil para que puedan utilizar gas natural. Dentro de esta política de cambio de matriz energética, también se ha considerado una serie de incentivos para la importación de vehículos a gas natural.

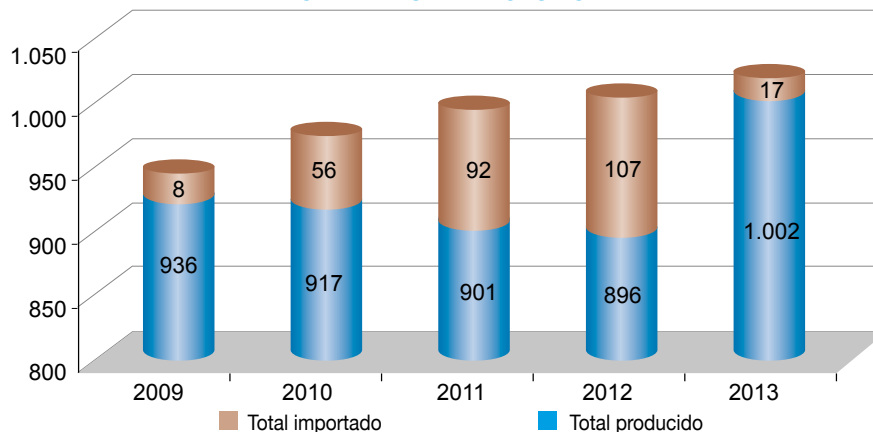
Con relación a la comercialización de petróleo, toda la producción generada en campo es destinada únicamente al abastecimiento del mercado interno, no habiéndose registrado ninguna exportación de petróleo durante el año 2013.

En el caso del Gas Licuado de Petróleo (GLP), la producción de la gestión 2013 se incrementó aproximadamente en 12% con relación al año anterior. Este incremento se debe principalmente a la puesta en marcha de la Planta Separadora de Líquidos de Río Grande, en julio de 2013, que permitió no sólo la disminución y posterior suspensión de importaciones de GLP, sino el inicio de exportaciones de este combustible a países vecinos como Uruguay y Paraguay.

PRODUCCIÓN DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO TONELADAS MÉTRICAS POR DÍA



PRODUCCIÓN E IMPORTACIÓN DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO TONELADAS MÉTRICAS POR DÍA

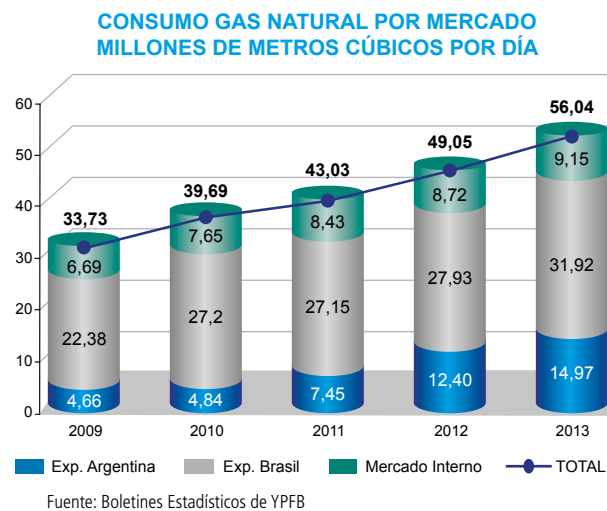


Fuente: Boletines Estadísticos de YPFB

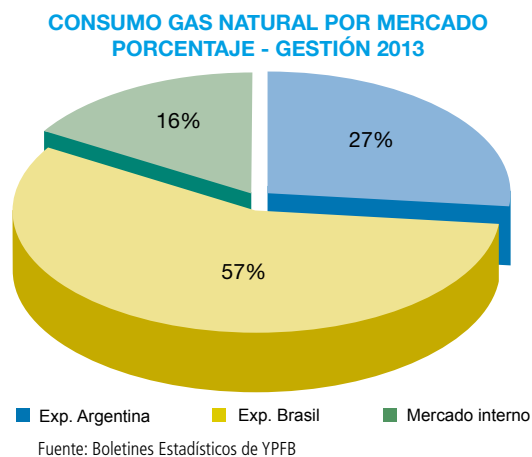
3.2 MERCADO EXTERNO

En el caso de la exportación de gas natural, se observa que durante la gestión 2013 se registraron los mayores volúmenes exportados, tanto a Brasil como a Argentina. Para el contrato GSA (Gas Supply Agreement, suscrito con Brasil) se alcanzó un volumen promedio de 31,92 MMmcd, esto quiere decir que el mercado del Brasil demandó la máxima cantidad contractual establecida durante la pasada gestión. El precio promedio de este mercado estuvo alrededor de los 8,90 \$us/MMBTU.

Por otra parte, el contrato ENARSA (suscrito con Argentina) presenta un volumen promedio exportado de 15 MMmcd, aproximadamente, durante el año 2013. El precio promedio registrado para este contrato estuvo por encima de 10 \$us/MMBTU.

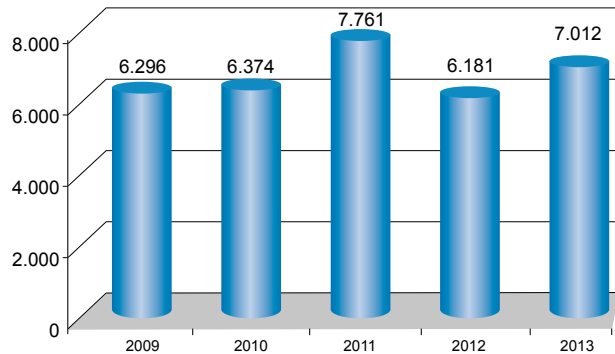


Realizando la comparación de ambos mercados de exportación con el mercado interno, se aprecia que éste último todavía presenta una participación muy baja en la comercialización total de gas natural. Mientras el contrato con Brasil representa 57% de las ventas totales y el contrato con Argentina 27%, el mercado interno representa apenas 16%. El desafío para el Gobierno radica en poder ampliar la capacidad de transporte de los ductos internos a fin de poder abastecer con gas natural a la mayor parte de la población boliviana y así incrementar el consumo del mercado interno.

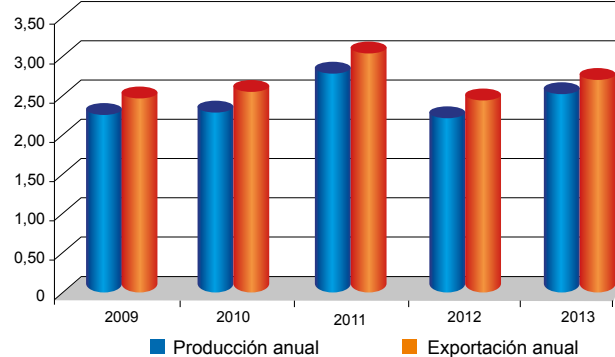


En el caso del petróleo reconstituido, se observa una producción diaria de refinерías de aproximadamente 7 mil barriles, hecho que posibilita su exportación mensual. Sin embargo, un aspecto curioso que se viene repitiendo durante los últimos años es el registro de mayores volúmenes de exportación respecto a volúmenes producidos; es decir, que el país estaría comercializando más volumen de crudo reconstituido del que está produciendo. Al respecto, se ha realizado esta consulta a YPF, como fuente primaria de información.

PRODUCCIÓN DE CRUDO RECONSTITUIDO BARRILES POR DÍA

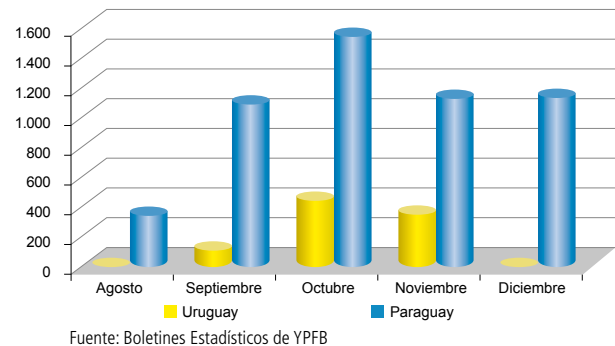


PRODUCCIÓN VS. EXPORTACIÓN DE CRUDO RECONSTITUIDO MM BBL



Como se mencionó anteriormente, el inicio de operaciones de la Planta Separadora de Líquidos de Río Grande, en julio de 2013, permitió la exportación de volúmenes de GLP a los países de Uruguay y Paraguay, totalizando para esa gestión un volumen exportado de 6.328 toneladas métricas. Desafortunadamente, a la fecha, no se cuenta con información concerniente sobre los precios de exportación estipulados entre YPF y los países compradores.

EXPORTACIÓN DE GLP - GESTIÓN 2013 - EN TM



4. Plantas de Separación



La implementación de las Plantas de Separación de Líquidos de Río Grande y de Gran Chaco se constituyen en un hito histórico para el sector hidrocarburos en Bolivia, ya que, por una parte, representan un avance importante para garantizar la seguridad energética del país y, por otra, permiten la extracción de licuables que anteriormente eran exportados junto al gas natural que se vende a Brasil y Argentina. No obstante, estos proyectos no son de industrialización propiamente dichos, ya que los mismos no implican una transformación química de los hidrocarburos y no le añaden ningún valor agregado al gas natural. El objetivo básico de ambas plantas es separar los licuables (gasolina y GLP) contenidos en la corriente de gas natural que se destina al mercado externo.

Algunos campos productores de hidrocarburos tienen instaladas plantas separadoras de líquidos, como el de Campo Vuelta Grande, en el departamento de Chuquisaca; sin embargo, la mayoría de los campos productores no cuenta con este tipo de planta, motivo por el cual se han construido dos plantas separadoras en puntos estratégicos que permitirán secar el gas antes de enviarlo a la exportación.

4.1 PLANTA SEPARADORA DE LÍQUIDOS DE RÍO GRANDE

Esta planta se ubica en el municipio de Cabezas de la provincia Cordillera del departamento de Santa Cruz. La construcción se inició el 2011 y concluyó a principios de julio de 2013; las operaciones comenzaron ese mismo mes.

La capacidad de procesamiento de la planta es de 5,6 MMmcd de gas natural, lo cual permitirá obtener diariamente 361 toneladas métricas de GLP, 350 barriles de gasolina natural y 195 barriles de gasolina rica en iso-pentanos. Con el GLP obtenido se podrán alimentar 36 mil garrafas adicionales de GLP por día, hecho que garantizará el abastecimiento del mercado interno, posibilitando, además, su exportación a otros países.

La empresa constructora de este proyecto es Asta Evangelista Sociedad Anónima (AESAs), y cuenta con seis tanques de almacenamiento construidos por la empresa boliviana Carlos Caballero, bajo estándares internacionales. Cada tanque mide 39 metros de largo por 4,8 metros de alto y son los más grandes en Bolivia.

El costo de este proyecto asciende a 159,4 millones de dólares, aproximadamente, y la empresa contratante está representada por YPFB Corporación.

VOLÚMENES DE GLP PRODUCIDOS EN LA PLANTA DE SEPARACIÓN DE RÍO GRANDE – GESTIÓN 2013

MES	TM/DÍA	TM
Julio	14,15	439
Agosto	256,42	7.949
Septiembre	310,87	9.326
Octubre	217,13	6.731
Noviembre	254,80	7.644
Diciembre	223,03	6.914
PROMEDIO	212,73	6.501

Fuente: Boletines Estadísticos de YPFB

4.2 PLANTA SEPARADORA DE LÍQUIDOS GRAN CHACO

Esta planta se ubica en el municipio de Yacuiba de la provincia Gran Chaco del departamento de Tarija y su objetivo es recuperar la energía excedente que se exporta en el gas natural a Argentina. El gas rico que contiene metano, etano, propano, butano y otros compuestos que provienen de los megacampos Sábalo, San Alberto y Margarita alimentarán a este complejo a través del Gasoducto de Integración Juana Azurduy (GIJA).

El costo del proyecto asciende a 609 millones de dólares, aproximadamente, y está siendo construida por la empresa española Técnicas Reunidas. Se programó el inicio de operaciones para octubre de 2014 con algunas pruebas de producción y el inicio de operaciones comerciales a partir de la gestión 2015.

Este complejo productivo será seis veces más grande que la planta de Río Grande y contará con una superficie de 74,5 hectáreas. Actualmente, en este proyecto participan más de 3 mil trabajadores, cerca de 90% de ellos son bolivianos.

La capacidad de procesamiento será de 32,19 MMmcd de gas natural y producirá diariamente 3.144 toneladas métricas de etano, 2.247 toneladas métricas de GLP, 1.658 barriles de gasolina natural y 1.044 barriles de iso-pentanos. De toda esta producción, 82% del GLP producido será destinado al mercado de exportación y 18% será para el consumo interno. En el caso del etano producido, el 100% será destinado a proyectos de industrialización en el mercado interno.

De acuerdo con declaraciones del director del proyecto de la planta separadora de líquidos, Armin Torrico, a la fecha, se tienen montadas en sus fundaciones dos columnas de proceso, maniobras realizadas con la ayuda de dos grúas de alto tonelaje (400 TN y 500 TN), la columnas restantes están en proceso de soldadura, ya que, debido a su gran dimensión, tuvieron que ser transportadas en dos secciones. Los trabajos de soldadura se realizan de manera continua (24 horas al día).

Sobre el montaje de estructuras metálicas, Torrico mencionó que en obra se tiene un total de 2.177 toneladas montadas, lo cual incluye un parral criogénico, sendas de cañerías, senda paso de carretera, almacenes y depósitos, además de talleres y bodegas.

De acuerdo con declaraciones de YPFB, esta planta será una de las tres más importantes de la región en cuanto a capacidad; otras de similar magnitud se encuentran ubicadas en Neuquén (Argentina) y en Camisea (Perú).

5. Industrialización



5.1 ROLES DE LA EBIH Y YPFB

De acuerdo con el artículo 363 de la Constitución Política del Estado, “la Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos (EBIH) es una empresa autárquica de derecho público, con autonomía de gestión administrativa, técnica y económica; bajo la tuición del Ministerio del ramo y de YPFB, que actúa en el marco de la política estatal de hidrocarburos. La EBIH será responsable de ejecutar, en representación del Estado y dentro de su territorio, la industrialización de los hidrocarburos”.

Sin embargo, en el numeral II del mismo artículo se establece que “YPFB podrá conformar asociaciones o sociedades de economía mixta para la ejecución de las actividades de exploración, explotación, refinación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos”; por lo tanto, no queda claro cuál de las dos empresas estatales será la directa responsable para la ejecución de proyectos de industrialización.

Bajo este marco, el 29 de junio del año 2011, mediante Decreto Supremo N° 922, se instruye al Ministerio de Hidrocarburos y Energía determinar los proyectos de industrialización a ser ejecutados por YPFB y se autoriza a YPFB incrementar la subparida 46110 “Consultoría por Producto para Construcciones de Bienes Públicos de Dominio Privado” para preinversión e inversión de proyectos de industrialización de hidrocarburos.

En este sentido, el Ministerio de Hidrocarburos y Energía ha asignado los siguientes proyectos a ser desarrollados en el mediano plazo por la EBIH:

- Planta de tuberías y accesorios para gas natural – El Alto
- Implementación planta Petrocasas – Caracollo
- Complejo Petroquímico del Metanol
- Planta de Producción de PVC

- Planta de Producción de Aromáticos
- Planta de Óxido de Etileno – Glicoles
- Planta de Producción Cloro – Soda
- Planta de Producción de Acrílicos

Por su parte, YPFB desarrollará los siguientes proyectos de industrialización:

- Planta de Amoniaco – Urea
- Planta de Etileno, Polietileno, Propileno y Polipropileno
- Gas Natural Licuado – GNL
- Gas a Líquidos – GTL

5.2 PLANTA DE AMONIACO – UREA

Esta planta estará ubicada en el municipio de Entre Ríos del departamento de Cochabamba, se espera que comience a operar a principios del 2016.

El costo del proyecto petroquímico asciende a 862,5 millones de dólares, aproximadamente, y está a cargo de la empresa coreana Samsung. El financiamiento será provisto por el Banco Central de Bolivia, en su totalidad.

Una vez en funcionamiento, se espera que la planta produzca anualmente 420 mil toneladas métricas de amoniaco y 650 mil toneladas métricas de urea, y consumirá alrededor de 1,4 MMmcd de gas natural. De acuerdo con información de YPFB, de la urea producida en esta planta, 80% se destinará a la exportación y 20% restante al mercado interno. De acuerdo con declaraciones gubernamentales, la puesta en marcha de esta industria convertirá a Bolivia en autosuficiente en la producción de fertilizantes, producto que ahora se importa en su totalidad.

5.3 PLANTA DE ETILENO, POLIETILENO, PROPILENO Y POLIPROPILENO

Durante el 2013, la italiana Tecnimont culminó el estudio de Ingeniería Conceptual para la construcción de las plantas de etileno-polietileno y la de propileno-polipropileno. La construcción de estos dos complejos se enmarca en la política de industrialización de los hidrocarburos en Bolivia.

YPFB acelerará la licitación para iniciar el estudio de Ingeniería Básica Extendida que precisará mayores detalles sobre la construcción del complejo propileno o polipropileno. Esta etapa tendrá una duración de aproximadamente un año, al cabo del cual se procederá con la licitación para la construcción de este complejo petroquímico en el departamento de Tarija.

Los nuevos complejos de producción de plásticos producirán 600.000 toneladas métricas anuales de polietilenos y otras 200.000 toneladas métricas anuales de propileno, a partir del procesamiento de las materias primas como el etano y el propano a ser obtenidas de la Planta de Separación de Líquidos Gran Chaco, que se construye en Yacuiba-Tarija.

5.4 GAS NATURAL LICUADO – GNL

Bajo este proyecto, el gas natural es sometido a bajas temperaturas hasta reducir en 600 veces su volumen y es convertido a líquido (GNL) para poder ser transportado, en cisternas especiales, a diferentes poblaciones alejadas del país; sobre todo a aquellas zonas fronterizas donde el contrabando de combustibles no ha podido ser controlado. Una vez que las cisternas llegan a estos lugares, se procede a la reconversión del gas natural para que vuelva a su estado gaseoso y se inicia

su distribución a través de redes de gas para los sectores domiciliario, industrial, comercial, vehicular, etc.

A finales de septiembre de 2014 se inició la distribución de gas natural a través de esta modalidad a los municipios de Tupiza, San Julián y San José de Chiquitos.

El proyecto, en su primera fase, abarcará 27 municipios entre los que se encuentran Copacabana, Achacachi, Desaguadero, Coroico, Caranavi, Challapata, Huanuni, Uncia, Uyuni, Villazón, Riberalta, Guayaramerín, Cobija, etc.

El objetivo de este proyecto es promocionar una política sostenible de hidrocarburos con la visión de cambio de la matriz energética en el país, tanto en el área urbana como rural y fomentar el uso masivo de gas natural como sustituto de otras fuentes energéticas en el mercado interno, a través de la implementación de la tecnología de Gas Natural Líquido.

La planta de Gas Natural Licuado (GNL) producirá 210 toneladas métricas día y está ubicada en Río Grande, en el departamento de Santa Cruz, el predio asignado para su construcción es el lugar donde opera la Planta de Absorción y de Inyección de YPFB Andina, y la Planta de Separación de Líquidos Río Grande.

5.5 GAS A LÍQUIDOS - GTL

Durante la gestión 2013 se iniciaron las gestiones para la contratación de una empresa que elabore la ingeniería conceptual del proyecto. Para el 2014, con base en los resultados de estudios preliminares, se tomará la decisión de continuar o no con los estudios de ingeniería conceptual.

6. Renta Petrolera

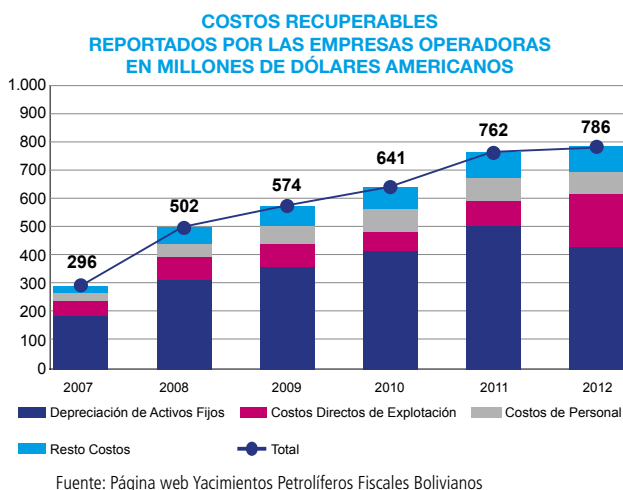
Por un tiempo, la renta petrolera ha sido limitada al pago por concepto de regalías e Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH); sin embargo, en un sentido más aproximado a la real contribución del sector hidrocarburos a la economía nacional, la renta petrolera es entendida como el monto que queda luego de restar los costos incurridos a los ingresos obtenidos por la explotación de hidrocarburos.

En relación con los costos, por una parte, se debe descontar los costos de transporte de los hidrocarburos comercializados, así como el costo de compresión en el caso del gas natural

y, por otra, los costos recuperables establecidos en el Anexo D de los Contratos de Operación suscritos el año 2006 en el marco del Decreto de Nacionalización N° 28701.

Respecto a este último concepto, la información se encuentra disponible en la página web de YPFB 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 YPFB vaya a aprobar a las empresas petroleras, valor que no necesariamente debe coincidir con el monto reportado por éstas.





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. En el Anexo D de los contratos de operación se establece que los activos fijos serán amortizados de manera lineal de acuerdo con su vida útil, y dichas amortizaciones serán consideradas como costos recuperables según la siguiente clasificación:

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

Este aspecto resulta de particular importancia puesto que, conforme establece la cláusula 10 de los contratos de operación, una vez que los activos mencionados han sido completamente amortizados en el tiempo previsto en el Anexo D, a través de los costos recuperables, pasan a ser propiedad de YPF. Es decir que la figura de costos recuperables incorporada en los contratos de operación permite a YPF incrementar su patrimonio en el mediano plazo, sin necesidad de recurrir a costos financieros mediante el sistema bancario.

En importancia, le siguen los costos directos de explotación que representa, en promedio, 15,4%, monto que todos los años ha sido superior a los costos de personal que significan 10% del total. Este último concepto incluye los salarios, 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 de 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 con 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%; sin embargo, por las inversiones realizadas 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.

Una vez descontados los costos recuperables de los ingresos obtenidos por la explotación y comercialización de hidrocarburos se obtiene la renta petrolera.

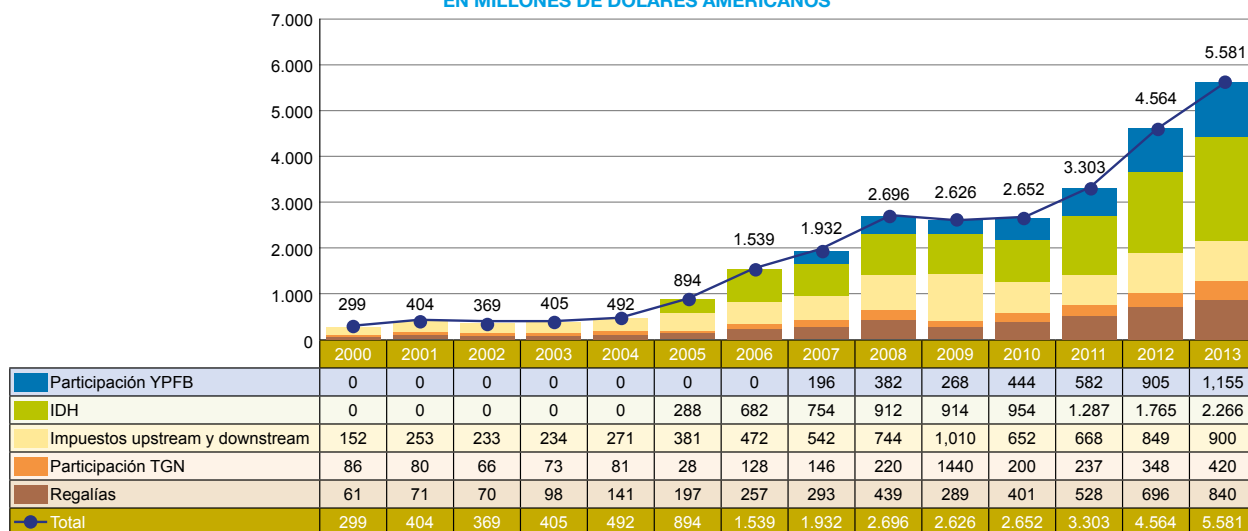
Desde esta perspectiva, la renta petrolera es dividida entre las empresas operadoras y el Estado. En el caso de las empresas, la porción de renta petrolera que reciben está dada por la utilidad que tienen luego del pago de impuestos; en tanto que la renta petrolera para el Estado proviene del pago de regalías, participación del TGN, IDH, patentes, participación de YPF en los contratos de operación y de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos, así como por el pago de impuestos del régimen general que realizan las empresas dedicadas a las diferentes actividades hidrocarburíferas, entre ellos destaca el Impuesto Especial a los Hidrocarburos y sus Derivados (IEHD) aplicados a productos obtenidos en refinerías.



El comportamiento de la renta petrolera en Bolivia muestra un cambio importante en los últimos años, que si bien muestra un incremento muy relevante, el monto recaudado –luego del año 2005- no resulta comparable con aquel obtenido antes de ese periodo. Esto se debe a que el 17 de mayo de 2005 se creó el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), en el marco de la Ley de Hidrocarburos N°3058, tributo que, sumado a las regalías y participación del TGN, permite al Estado quedarse al menos con 50% de los ingresos recibidos por la explotación y comercialización de hidrocarburos, y es el componente de mayor importancia en la renta petrolera.

Como se observa en el gráfico, desde el año 2004 existe una importante tendencia creciente en la renta petrolera, situación que se acrecienta desde el año 2005, luego de la creación del IDH, el cual representa en promedio cerca de 40% de la renta petrolera estatal.

COMPORTAMIENTO DE LA RENTA PETROLERA ESTATAL
EN MILLONES DE DÓLARES AMERICANOS



Fuente: Boletines Estadísticos de YPFB

Un aspecto adicional al IDH que permitió el crecimiento de la renta fue el constante incremento de los precios de exportación de gas natural a Brasil y Argentina, ello debido al incremento del precio internacional del barril de petróleo, el cual incide en los precios de los fuels que trimestralmente determinan el precio de exportación del gas natural boliviano.

Adicionalmente, a partir del año 2011 se observa una nueva tendencia creciente explicada, en parte, por la continua subida de los precios de exportación; pero además se suma un incremento en la producción de hidrocarburos, particularmente de gas natural, el cual se acentúa el año 2012 con la puesta en marcha de la nueva planta de procesamiento de gas natural del campo Margarita; este incremento viene siendo superado mes tras mes, desde entonces, producto de ampliaciones, tanto en la planta del campo Margarita como por las realizadas en el campo

Sábalo, siendo estos dos megacampos los que –junto a San Alberto– aportan la mayor parte de la producción de hidrocarburos en el país.

La renta petrolera, al estar determinada fundamentalmente por las variables de cantidad producida y por el precio al cual se valoran las regalías e IDH, la sostenibilidad de estos importantes ingresos que recibe el país dependen del comportamiento de esas variables; por tanto, resulta cada vez más urgente el diseño de mecanismos que minimicen los impactos de la volatilidad de precios, cambios en los mercados de exportación e incluso una eventual caída de reservas. También es imperioso para los niveles subnacionales (gubernaciones y municipios) mejorar la capacidad de gestión de dichos ingresos, garantizando la ejecución de proyectos productivos orientados a una diversificación de sus economías que permita abandonar la dependencia de los ingresos por la explotación de hidrocarburos.

7. Inversión en el Sector Hidrocarburos



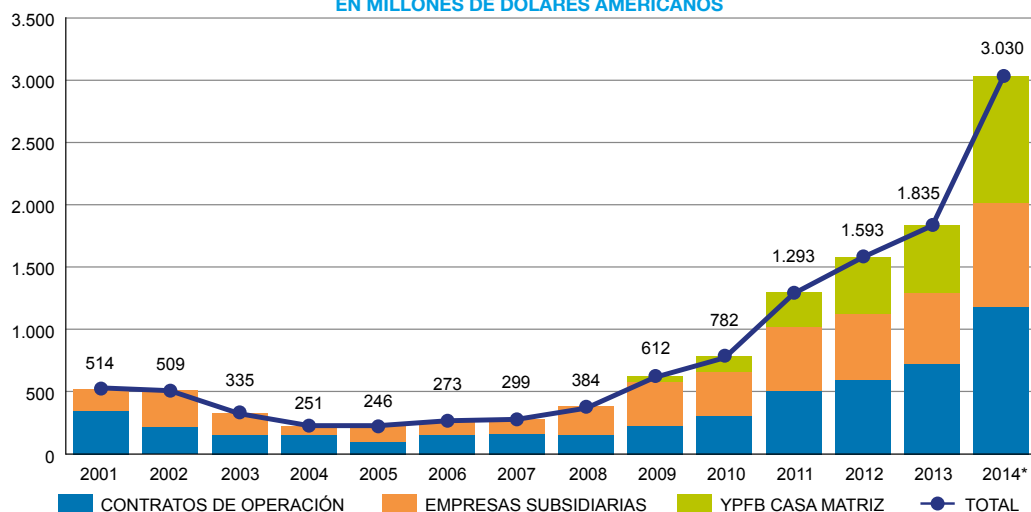
La inversión en el sector hidrocarburos muestra una tendencia creciente desde el año 2008; sin embargo, desde el año 2011 se registran montos significativamente más altos que los registrados a inicios de la década. (Ver gráfico sobre comportamiento de la inversión por tipo de empresa)

El importante incremento en la inversión en el sector hidrocarburos registrada en el año 2011 obedece principalmente a la

inversión realizada para la construcción de la planta de procesamiento de gas natural en el Campo Margarita, inversión emprendida por las empresas Repsol Bolivia, BG Bolivia y PAE.

Con relación a la inversión programada para el año 2014, el 38% corresponde a empresas operadoras bajo contratos de operación, en tanto que 33% corresponde a YPFB Casa Matriz y el restante 28% a las empresas subsidiarias de la estatal YPFB.

COMPORTAMIENTO DE LA INVERSIÓN EN EL SECTOR HIDROCARBUROS POR TIPO DE EMPRESA
EN MILLONES DE DÓLARES AMERICANOS



Fuente: Boletines Estadísticos de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

*Nota: Las cifras del año 2014 corresponden a las inversiones programadas para la gestión.

Por otra parte, el grado de ejecución de los presupuestos de inversión en el sector también ha ido mejorando en el transcurso de los últimos años, si bien en la gestión 2012 el presupuesto ejecutado se aproximó a 78%, el año 2013 se observó un nivel de ejecución superior a 86%; no obstante, se espera que el año 2014 la ejecución del presupuesto se aproxime a 100%, en especial en lo referido a la actividad de exploración, la cual resulta urgente para el país.

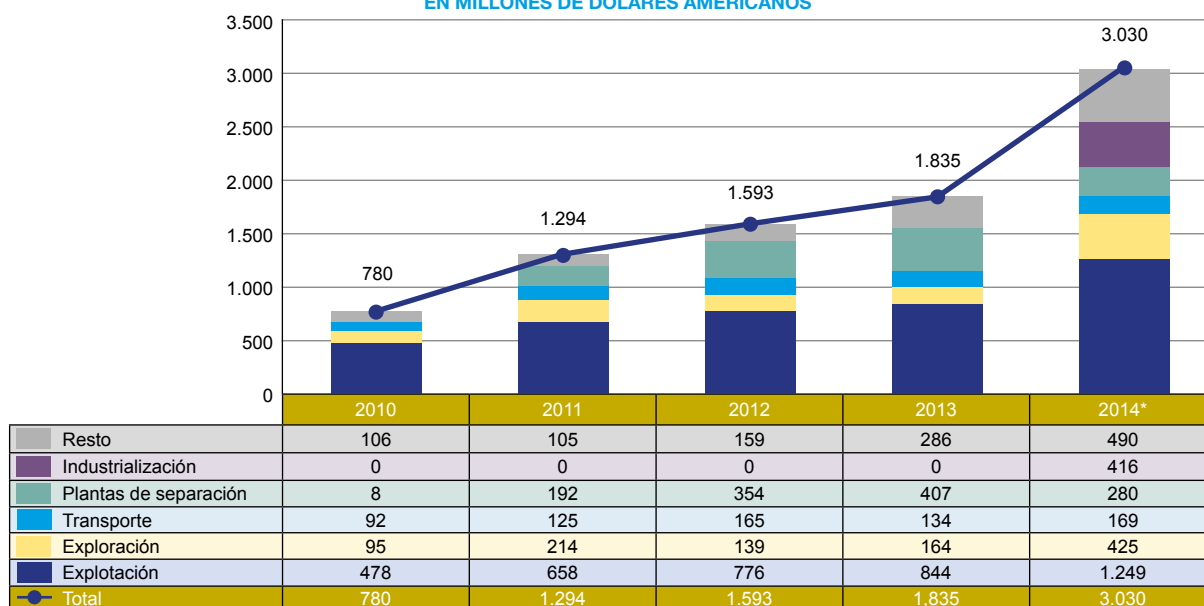
Si bien la inversión en el sector hidrocarburos se ha incrementado notoriamente desde el año 2010, resulta importante subrayar que el principal incremento se debe a la actividad de explotación de hidrocarburos, seguido en importancia por los montos destinados a las plantas de separación. Sin embargo, el monto destinado a exploración, considerando la urgencia de dicha actividad en el país,

parece ser insuficiente, puesto que solamente representa 14% del total de inversiones; en todo caso, significa un incremento de 48% en relación al monto presupuestado para el año 2013.

Por otra parte, si en la gestión 2014 se realizarán mayores avances en la actividad de industrialización —considerando las plantas de amoníaco y urea, e inclusive la de propileno y polipropileno— el monto destinado a inversión en la mencionada actividad representa 14% del total y supone más del doble del monto presupuestado el año 2013.

Considerando la relevancia de las políticas de industrialización en la política hidrocarburífera nacional, se espera que los proyectos, y por tanto el monto comprometido, puedan dinamizar la economía local y nacional mediante la contratación de bienes y servicios.

COMPORTAMIENTO DE LA INVERSIÓN EN EL SECTOR HIDROCARBUROS POR TIPO DE ACTIVIDAD
EN MILLONES DE DÓLARES AMERICANOS



Fuente: Boletines Estadísticos de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

*Nota: Las cifras del año 2014 corresponden a las inversiones programadas para la gestión.

8. Nueva Ley de Hidrocarburos y gobernanza del sector



8.1 ROLES INSTITUCIONALES

Fundación Jubileo vuelve a insistir en la necesidad de establecer claramente los roles institucionales que cada una de las instancias públicas del sector hidrocarburos debe asumir de acuerdo con la política hidrocarburífera establecida no sólo en el Decreto de Nacionalización de los Hidrocarburos, sino también en la Constitución Política del Estado promulgada en febrero de 2009. Esta definición de roles deberá ser considerada en el anteproyecto de Ley de Hidrocarburos que el Poder Ejecutivo está trabajando desde hace varios años.

Insistimos también en que la concentración de funciones de administración y fiscalización, junto a la función operativa del sector hidrocarburos, todo a cargo de una sola institución (YPFB), no constituye una práctica aconsejable para el eficiente desarrollo del proceso hidrocarburífero de un Estado, debido a que no se garantiza cumplimiento de normas, especialidad, objetividad, transparencia y fiscalización imparcial.

Desde el punto de vista técnico, con relación al pago de regalías, participaciones e Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), la Ley 3058 establece que estos conceptos serán calculados y pagados sobre el volumen de la producción fiscalizada registrada para cada mes. Por otra parte, la misma ley establece (art. 22) que YPFB fiscalizará la producción de hidrocarburos en calidad y volumen para efectos impositivos, regalías y participaciones. Sin embargo, dentro del marco de la Ley 3058 y el Contrato de Operación suscrito por YPFB con los Titulares, corresponde a YPFB la obligación del pago de regalías, participaciones e IDH.

En este sentido, y con relación a dichas obligaciones, YPFB se convertiría en juez y parte de un mismo proceso al ser el certificador oficial de los volúmenes de hidrocarburos sobre los cuales pagará regalías, participaciones e IDH. Adicionalmente, se deben considerar aspectos como la gestión sobre el reservorio, el cumplimiento de normas ambientales, las penalidades por quema de gas natural y uso injustificado de gas combustible, ya que es la empresa estatal YPFB, como brazo técnico del Ministerio, el responsable de recomendar la autorización o no de dichos volúmenes. En este caso, y para fines de transparencia, debe existir un ente fiscalizador separado de YPFB, que recomiende al MHE la autorización o no de dichos volúmenes cuyas penalidades, si corresponden, deberán ser asumidas por YPFB.

Bajo este marco, un Estado debe contar con una instancia que defina la política para el sector de hidrocarburos, promueva las normas generales y establezca las normas específicas, la regulación y los objetivos, a corto, mediano y largo plazo (rol político-normador). En Bolivia, dicha instancia es el Ministerio de Hidrocarburos y Energía que –con la finalidad de garantizar el desarrollo del sector, el aprovechamiento del potencial hidro-

carburífero del país, la seguridad energética en beneficio de la población- debe contar con entidades públicas que desarrollen procesos concretos para la administración, regulación, fiscalización y operación en la cadena de hidrocarburos, así como generar mecanismos para el financiamiento de proyectos de desarrollo empresarial en dicha cadena.

En ese sentido, el Ministerio de Hidrocarburos y Energía debería erigirse como la instancia del Poder Ejecutivo que, dentro del marco de su actual competencia, tenga como entidades operativas del sector hidrocarburos, las siguientes:

- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), constituida en reemplazo de la anterior Superintendencia de Hidrocarburos, con base en el D.S. N° 29894, de 7 febrero 2009.
- Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos Corporación (YPFB Corporación).

La ANH, como entidad estatal, debería administrar, regular y fiscalizar toda la cadena hidrocarburífera, siendo su competencia: (1) la aplicación de la regulación de los contratos petroleros para su correspondiente suscripción e implementación por parte de YPFB Corporación; (2) la emisión de licencias y autorizaciones a YPFB en forma directa o asociada, así como a operadores privados, en función de los objetivos e intereses del Estado; (3) la supervisión y fiscalización de todas las actividades del sector hidrocarburos (rol administrativo-regulador).

En este sentido, la Constitución Política del Estado, aprobada en febrero de 2009, establece en su artículo 365, la creación de una institución autárquica de derecho público, con autonomía de gestión administrativa, técnica y económica, bajo la tuición del Ministerio del ramo, que será responsable de regular, controlar, supervisar y fiscalizar las actividades de toda la cadena productiva hasta la industrialización, en el marco de la política estatal de hidrocarburos, conforme con la ley.

Finalmente, YPFB Corporación, empresa estatal, debería ser la instancia operadora por excelencia, que alcance, en el largo plazo, una presencia sustantiva en la operación directa o a través de sociedades anónimas estatales, sociedades con empresas públicas latinoamericanas, empresas mixtas y otro tipo de empresas que pudiera conformar, en virtud a su carácter corporativo, en toda la cadena de hidrocarburos. La fuente de financiamiento de esta empresa estatal debe ser las ganancias resultantes de su gestión empresarial, a partir del capital con el que actualmente cuenta la empresa (rol operador-empresarial).

8.2 INCENTIVOS PARA LA INVERSIÓN

De acuerdo con lo manifestado por autoridades gubernamentales en mayo de 2014, la normativa sobre incentivos para la exploración hidrocarburífera demorará un

poco más. Aparentemente, estas políticas de incentivos y una nueva ley de hidrocarburos se prepararían para el año 2015. Sin embargo, como Fundación Jubileo, insistimos en que ambas normativas deberían ser aprobadas como una sola para dar mayor estabilidad jurídica al sector y que, en todo caso, el documento base debería ser la nueva Ley de Hidrocarburos.

La actual Ley de Hidrocarburos N° 3058, aprobada en mayo de 2005, no condice con lo establecido en el Decreto de Nacionalización de los Hidrocarburos ni con la Constitución Política del Estado promulgada en febrero de 2009. En este sentido, se hace urgente la promulgación de una nueva ley cuyo espíritu refleje las políticas adoptadas para el sector hidrocarburos durante los últimos años y que permita un desarrollo óptimo del sector, a fin de garantizar beneficios de largo plazo para el país.

8.3 CONTRATOS DE SERVICIOS DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN

Si bien en la última gestión se aprobaron nuevos contratos de servicio para exploración y explotación de hidrocarburos, la falta de una nueva ley que haga operativos los preceptos constitucionales e incorpore criterios sobre selección de empresas, régimen fiscal, en especial lo referido a la participación de YPFB, obligaciones de las partes y otros, resulta un impedimento para un mayor dinamismo en la suscripción de nuevos contratos y, por ende, en un avance muy lento de la actividad exploratoria.

Asimismo, aún existen vacíos legales sobre el uso y destino que YPFB debe dar a la participación que tiene en las ganancias, tanto de contratos de operación como de servicios por exploración y explotación de hidrocarburos. Este aspecto debería estar claramente normado para otorgarle sostenibilidad financiera a la empresa estatal, así como un mecanismo de transparencia sobre el destino de una porción importante de la renta petrolera.

9. Conclusiones



- Se debe ahondar esfuerzos por facilitar más el acceso a la información del sector hidrocarburos por parte de la población a través de la implementación de mecanismos de transparencia que permitan no sólo conocer la situación actual del sector hidrocarburos, sino también generar propuestas de política pública por parte de instituciones y organizaciones sociales, a fin de asegurar que los ingresos provenientes de este sector vayan en beneficio directo de toda la población.
- Si bien en la última gestión se suscribieron nuevos contratos de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos en importantes áreas reservadas a favor de YPFB, tal el caso de Azero y Huacareta con un importante potencial hidrocarburífero, se espera contar con resultados concretos a mediano plazo para poder proyectar el sector hidrocarburos para los próximos 20 años, aspecto que deberá ser acompañado con el desarrollo de proyectos de industrialización y gestión de nuevos mercados.
- Todavía no se conocen los resultados de las políticas de cambio de matriz energética adoptadas en los últimos años. Es importante conocer de qué manera dichas políticas han coadyuvado a la reducción del consumo de combustibles líquidos y cuál ha sido su incidencia real en las erogaciones nacionales por concepto de subsidios a los combustibles líquidos. Esta información es clave para la definición de nuevas políticas de comercialización, tanto de gas natural como de hidrocarburos líquidos.
- Es destacable el avance del Gobierno con la instalación y puesta en marcha de las plantas de separación de líquidos de Río Grande y Gran Chaco; estos proyectos siempre han sido necesarios para garantizar la seguridad energética nacional y

tienen un impacto real en la reducción de los montos destinados por el presupuesto público a la subvención de hidrocarburos.

- Con relación a los proyectos de industrialización, de acuerdo con la Ley de Hidrocarburos N° 3058 vigente, el precio del gas natural destinado a la actividad de industrialización no podrá sobrepasar el 50% del precio mínimo del contrato de exportación. Por lo tanto, las utilidades de estos proyectos deberían compensar la disminución de la renta petrolera que se generará al destinar volúmenes de gas natural al mercado interno, valorados a precios bajos, en lugar de la exportación, cuyos precios son mucho mayores.
- La producción de hidrocarburos llegó a un registro histórico en la gestión 2013, aspecto que acompañado de los altos precios de exportación del gas natural boliviano ha permitido que el Estado perciba también ingresos históricos por concepto de renta petrolera; sin embargo, aún resta diseñar mecanismos que permitan una mejor y mayor ejecución de estos montos por parte de los beneficiarios de la renta y facilitar la transferencia de estos ingresos a otros sectores de la economía nacional.
- Si bien la renta hidrocarburífera se ha incrementado notablemente y en la actualidad existen indicios claros de nueva actividad de exploración orientada al desarrollo de áreas potenciales como Azero y Huacareta, que pueden dar una nueva perspectiva a largo plazo del sector hidrocarburos; el Estado en su conjunto se encuentra ante el desafío de lograr una diversificación de la economía y mejora de las condiciones de vida de la población en términos de empleo y calidad de vida a partir de un uso eficiente de estos recursos.