



UNIDAD DE ANÁLISIS DE POLÍTICAS SOCIALES Y ECONÓMICAS

ÁREA MACROSECTORIAL

TOMO I

EL SECTOR HIDROCARBUROS

Autor¹:

Rosario Delmira Aramayo Ruegenberg

(UDAPE, OCTUBRE 2009)

¹ El presente documento actualiza el Documento de Estructura del Sector Hidrocarburos de la gestión 2008 realizado por Gustavo Zárate Taborga a quien se agradecen sus comentarios y constante colaboración. Las opiniones corresponden a la autora y no necesariamente a la institución. Cualquier comentario remítase al correo electrónico: raramayo@udape.gov.bo.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	2
1 DESCRIPCIÓN DEL SECTOR.....	2
1.1 Estructura del Sector	2
1.2 El Upstream	3
1.3 El Downstream.....	3
1.3.1 Transporte de hidrocarburos	3
1.3.2 Refinación de Hidrocarburos.....	5
1.3.3 Distribución y Comercialización de Hidrocarburos	5
1.4 Estructura de Precios de Hidrocarburos.....	6
1.4.1 Precios en el mercado interno	6
1.4.2 Precios de Exportación	8
2 MARCO INSTITUCIONAL Y LEGAL.....	10
2.1 Estructura Institucional	10
2.2 Marco Legal	12
2.2.1 Régimen Económico e Impositivo	15
2.2.2 El Nuevo Marco Contractual en el Upstream.....	18
3 DESARROLLO DEL SECTOR.....	19
3.1 Participación del Sector Hidrocarburos en el PIB	19
3.2 Inversiones en Hidrocarburos.....	20
3.3 Impacto Fiscal del Sector	22
3.4 Reservas y Producción de hidrocarburos	22
3.5 Demanda del Mercado Interno.....	24
3.5.1 Gas Natural.....	24
3.5.2 Petróleo y sus Derivados	24
3.6 Exportación de Gas Natural y Petróleo	26
4 PERSPECTIVAS Y RECOMENDACIONES.....	30
REFERENCIAS.....	32
ANEXOS.....	32

Introducción

El sector de hidrocarburos es uno de los sectores más dinámicos en Bolivia por su participación en el PIB, exportaciones, inversiones y recaudaciones fiscales.

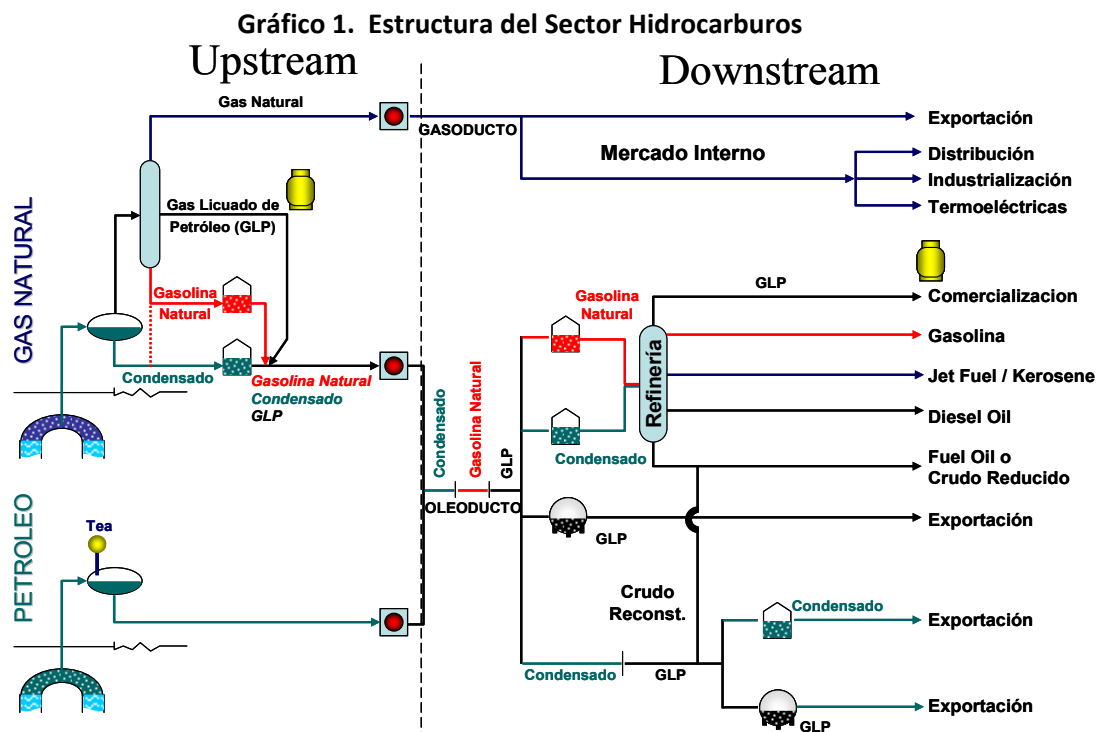
En los últimos años, el sector ha atravesado una serie de reformas, a partir de la promulgación de la Ley de Hidrocarburos N° 3058, el Decreto Supremo 28701, de Nacionalización, y la suscripción de los nuevos Contratos de Operación. El nuevo marco normativo permite que el Estado tome el control de toda la cadena de producción de hidrocarburos y se generen más recursos para el Estado por concepto de regalías, impuestos y participaciones.

El objetivo del presente documento es describir el Sector Hidrocarburos en Bolivia, exponiendo sus principales características, evolución, desarrollo, situación actual y perspectivas de manera concisa.

El documento cuenta con 4 secciones. En la primera sección se realiza una descripción de la estructura del sector. La segunda sección describe el marco legal e institucional vigente. En la tercera sección se expone la evolución de las principales variables del sector y su importancia para la economía boliviana. Finalmente, la sección cuarta presenta el balance y las perspectivas.

1 Descripción del Sector

1.1 Estructura del Sector



Fuente: Diplomado en Tecnología del Gas Natural. UPB, 2008

Las actividades en el sector de hidrocarburos se dividen en: "upstream" y "downstream". Las actividades del upstream comprenden la exploración y explotación de yacimientos hidrocarburíferos, mientras que las actividades del downstream se refieren a la refinación, transporte, distribución y comercialización de petróleo, gas y productos derivados. (Ver Gráfico 1 *supra*).

1.2 El Upstream

La exploración es el primer eslabón de la cadena y consiste en el reconocimiento geológico de superficie, levantamientos aerofotogramétricos, topográficos, gravimétricos, magnetométricos, sismológicos, geoquímicos, perforación de pozos y cualquier otro trabajo tendiente a determinar la existencia de hidrocarburos en un área geográfica.

La perforación de un pozo profundo² de 4.500 a 5.500 metros, como los que se perforan en los mega campos de Bolivia, cuesta entre \$us 25 y 40 millones y el tiempo de perforación puede ser superior a un año.

La explotación o producción es la extracción de petróleo y gas natural mediante la perforación de pozos de desarrollo, tendido de líneas de recolección, construcción de plantas de almacenaje, plantas de procesamiento e instalaciones de separación de fluidos, y toda otra actividad en el suelo o en el subsuelo dedicada a la producción, recuperación mejorada, recolección, separación, procesamiento, compresión y almacenaje de hidrocarburos.

Es necesario tener varios pozos productores para que la explotación sea comercial y rentable en el tiempo y realizar constantemente operaciones de mantenimiento para garantizar volúmenes normales de producción.

1.3 El Downstream

Las actividades de downstream en Bolivia están reguladas, a diferencia de las actividades en upstream, debido a que son monopolios naturales (transporte por ductos), son pocos productores (refinación) o los precios no responden a la libre oferta y demanda (distribución y comercialización).

1.3.1 Transporte de hidrocarburos

El transporte de hidrocarburos se realiza a través de líneas de transporte conformadas por tuberías metálicas denominadas ductos u otros medios como cisternas, ferrocarriles, barcasas pequeñas y buques tanques, entre otros.

En el caso de las líneas de transporte es necesario aclarar los distintos tipos de ductos que se clasifican de acuerdo a la tabla 1:

² Esta profundidad corresponde a perforaciones horizontales en San Alberto y Sábalo.

Cuadro 1. Tipos de Líneas de Transporte

Oleoductos	Gasoductos
De recolección de producción	De recolección de producción
De transporte de petróleo	Principales o mayores
De transporte de productos terminados (poliductos)	Urbanos

FUENTE: ARENAS, M. et.al. (2008)

El gas natural ingresa a una planta de tratamiento donde se lo separa de los líquidos e impurezas antes de ingresar a los gasoductos mayores, mientras que los líquidos extraídos son enviados a los centros de refinación. Por su parte el petróleo es tratado en las plantas de estabilización para separarlo de los gases y productos livianos que son enviados a las plantas de gas, mientras que el petróleo estabilizado, a través de oleoductos, va a los centros de refinación de donde parte por medio de poliductos para su posterior comercialización.

Es necesario aclarar que, a diferencia del petróleo, el gas natural es transportado fundamentalmente por ductos, a pesar que la tecnología de gas natural licuificado (LNG por sus siglas en inglés) permite su transporte por metaneros. Por este motivo, la mayoría de los contratos de comercialización de gas natural en el mundo son bilaterales y de largo plazo, puesto que requieren una inversión significativa en transporte.

1.3.1.1 Transporte por Ductos

El transporte de hidrocarburos por ductos en Bolivia se rige por el principio de libre acceso, es decir que toda persona tiene el derecho de acceder a un ducto en la medida en que exista capacidad disponible en el mismo. La transportadora no comercializa con el producto, si no que tiene una tasa de retorno garantizada por tarifas reguladas mediante la metodología de tasa de retorno.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos regula económicamente la actividad de transporte por ductos, ya sean estos gasoductos (ductos que transportan gas), oleoductos (ductos que transportan crudo) y poliductos (ductos que transportan productos refinados). Esta actividad es realizada mediante la otorgación de una concesión administrativa otorgada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos. El periodo de concesión de los servicios otorgados es por 40 años. Es importante resaltar que la actual Constitución Política del Estado prohíbe la otorgación de nuevas concesiones y las vigentes deberán adecuarse al marco normativo que se apruebe.

Los ductos se entregan en concesión y YPFB TRANSPORTES es el mayor concesionario del país, con 2.562 Km de gasoductos de los 4.278 Km en operación (60%). Es también concesionario de 2.028 Km de oleoductos, aunque opera adicionalmente un oleoducto de YPFB, estando a cargo de más del 88% de los oleoductos.

Los poliductos transportan los productos de petróleo de las refinerías a las terminales de distribución en las áreas de consumo. En Bolivia existen aproximadamente 1.500 Km en tubería de poliductos cuya capacidad promedio de transporte al primer trimestre de 2008 fue de 22 mil BPD. Los anexos 1, 2 y 3 detallan los gasoductos y oleoductos con los mapas correspondientes. YPFB Refinación opera dos poliductos (Palmasola – Viru Viru y Valle Hermoso –Aeropuerto Cochabamba) y los 6 restantes la Compañía Logística de Hidrocarburos Bolivia (CLHB), de propiedad de YPFB desde mayo de 2008.

1.3.2 Refinación de Hidrocarburos

En los comienzos de la industria petrolera las refinerías podían clasificarse en refinerías de: a) destilación primaria, b) destilación y desintegración (cracking) y c) completas. El primer tipo puede considerarse obsoleto por las necesidades de demanda de productos de alta calidad.

La refinación es la separación del crudo en varios productos, que funciona a través de un proceso de destilación del producto al alcanzar una temperatura de entre 300 y 400° C lo que provoca que sus moléculas asciendan a lo largo de una torre de fraccionamiento.

Los hidrocarburos más volátiles y ligeros, de punto de ebullición bajo se condensan en los platos superiores de la torre a una temperatura de 37 a 38° C en forma de vapor y pasan a través de un condensador o enfriador. Los productos residuales que no se evaporan se condensan y recogen en el fondo de la torre. Los productos como gasolina y diesel resultan de la desintegración térmica posterior a la destilación primaria.

Adicionalmente, las refinerías pequeñas como Oro Negro y Parapetí solo producen Diesel Oil. En cambio, las refinerías Guillermo Elder Bel y Gualberto Villarroel, de propiedad de YPFB Refinación son multiproducto. Los productos refinados más importantes por el nivel de producción son el Diesel Oil, Gasolina Especial, Crudo Reconstituido, Jet Fuel, Gas de Refinería, Gas Licuado de Petróleo, Kerosén, Gasolina Premium y Liviana.

1.3.3 Distribución y Comercialización de Hidrocarburos

En Bolivia rige la libre comercialización interna de hidrocarburos y derivados solo en la distribución minorista, aunque los precios están regulados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos. La exportación de gas natural, petróleo crudo, condensado, gasolina natural y gas licuado de petróleo, así como de productos refinados de petróleo y productos derivados del gas natural es realizada exclusivamente por YPFB.

1.3.3.1 Distribución Mayorista

La distribución mayorista fue íntegramente realizada por YPFB hasta el 2 de febrero de 2001, fecha en la cual esta actividad fue privatizada. Las empresas privadas estuvieron a cargo de la distribución mayorista hasta que en mayo de 2005, mediante la Ley N° 3058, se eliminó de la Cadena de Distribución de Hidrocarburos a los distribuidores mayoristas, y YPFB se convierte en el único importador y distribuidor mayorista en el país.

1.3.3.2 Distribución de Gas Natural por redes

Las redes de distribución domiciliarias, tienen la tarea de transportar el Gas Natural desde el 'City Gate' o lugar de entrega del gas, hasta los usuarios finales conectados a esta red. Estas redes se dividen en redes primarias, que son utilizadas principalmente para la distribución a usuarios industriales, y redes secundarias, utilizadas para el transporte y conexión de usuarios comerciales o domésticos.

La distribución de gas natural por redes se la realiza en todos los departamentos de Bolivia, exceptuando Trinidad y Cobija. La red primaria esta a cargo de YPFB que consta del tendido de 415 Km de tubería y algunas de las redes de distribución en el eje secundario con 320 Km de tendido.

Las restantes redes en el eje secundario, fueron dadas en concesión para su administración por 20 años el año 1989, en las cuales YPFB, algunas prefecturas y municipios de departamento tienen participación accionaria en estas empresas distribuidoras mayoristas. Estas concesiones fenecieron en febrero de 2009 y ahora YPFB esté a cargo de las mismas a partir de entonces, exceptuando el caso de EMTAGAS que se encuentra en negociación para otorgar la participación mayoritaria a YPFB. El cuadro 2 muestra las empresas que se adjudicaron la administración de las redes del eje secundario.

Cuadro 2. Composición accionaria de las Distribuidoras de Gas Natural por Redes

Empresa	YPFB	HAM	Privados	Prefectura	Universidad	CRE.	Universidad SFXCH	Total
EMCOGAS	3,44%	3,78%	92,78%	-	-	-	-	100%
SERGAS	4,11%	4,11%	45,88%	-	-	45,89%	-	100%
EMTAGAS	6,51%	0,38%	-	93,15%	-	-	-	100%
EMDIGAS	0,00%	7,03%	70,57%	5,40%	-	-	16,99%	100%

* Emtagas posee la participación de las Alcaldías de Tarija, Yacuiba, Villamontes y Bermejo.

Fuente: Auditorías practicadas a las empresas de Distribución de Gas Natural por Redes.

1.4 Estructura de Precios de Hidrocarburos

1.4.1 Precios en el mercado interno

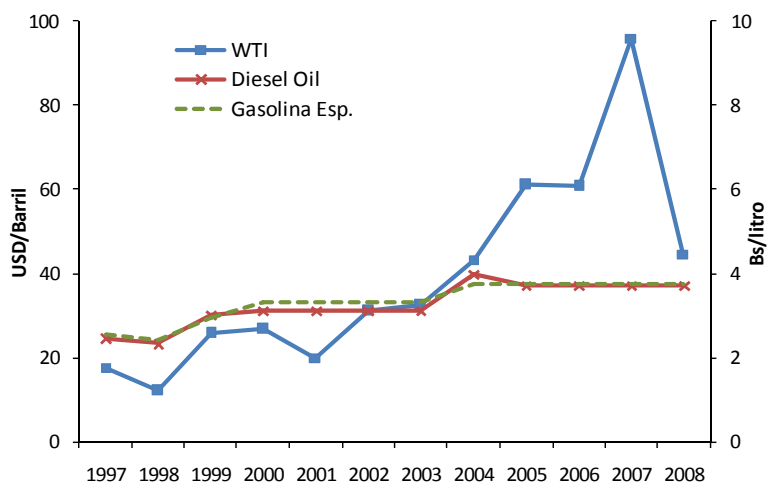
Antes de la reforma del sector de hidrocarburos (1997), los precios de los derivados en el mercado interno obedecían a factores sociales y de requerimiento del Tesoro General de la Nación, razón por la que no existía una metodología clara que establezca sus variaciones, sino que eran fijados de manera ad hoc. En esos años fue común el término del 'gasolinazo', que se generaba cada fin de año con los objetivos de alejarse de los precios establecidos en los países vecinos, y de incrementar los ingresos del Tesoro General de la Nación. En el periodo 1987-1996 los precios de la gasolina y diesel registraron incrementos aproximados de 300% y el GLP de 350%.

Con la Ley de Hidrocarburos 1689, se incluye en el cálculo de precios de estos productos el precio internacional de referencia para cada producto como base de cálculo de los mismos en el mercado interno.

Este mecanismo incrementó el precio de estos carburantes en el periodo entre 1997 y julio de 2000 en 66%, a consecuencia de la íntima relación entre los precios internos y el precio internacional, el mismo que registró fuertes incrementos por las políticas de restricción en la producción adoptadas por los países productores que conforman la OPEP.

Posteriormente, se estableció un marco normativo con la finalidad de estabilizar los precios en mercado interno. En ese sentido, con el Decreto Supremo N° 27500 de 17 de mayo de 2004 los precios de venta de las refinerías a los distribuidores mayoristas y los precios al consumidor final quedaron estabilizados. Posteriormente, con el Decreto Supremo N° 27691 de 19 de agosto de 2004 se estabiliza el precio del crudo en el mercado interno, donde el precio de referencia del crudo en el mercado interno es el promedio de los últimos 365 días del WTI menos 6,29 USD por barril. Además se establece una banda de precios donde se fija un precio máximo de venta del crudo en 27,11 USD por barril y un precio mínimo 24,53 USD por barril. Por la tendencia del precio internacional del petróleo, el precio vigente es el máximo.

Gráfico 2. Evolución del Precio del WTI y de los Derivados en Bolivia *



FUENTE: Energy Information Agency y Superintendencia de Hidrocarburos

*El precio del WTI y el precio de los derivados, es el precio vigente al 31 de diciembre de cada año.

La estabilización de precios del crudo para el mercado interno se refleja en los precios de los derivados cuyo comportamiento es totalmente distinto al precio internacional del crudo como se puede observar en el gráfico 2. Entre 1997 y 2008, el precio de la gasolina especial y del Diesel Oil fluctúa entre los Bs 2,5 y 3,8 por litro (con una tasa de crecimiento de alrededor del 50%), mientras que el precio del barril es mucho más volátil, lo cual se evidencia con una tendencia al alza en la década 1997-2007 saltando de 17 a 96 USD con una tasa de crecimiento de 444%, que en el año 2008 se revierte cayendo a 45 USD, es decir, registrando un decrecimiento de 54%.

Al presente, el precio del crudo en el mercado boliviano puesto en Refinería sin IVA se encuentra en el precio máximo de la banda que es de 27,11 dólares por barril. Este precio se utiliza para el cálculo de todos los precios de los productos regulados con excepción del GLP, a partir de su determinación como precio de referencia (Decreto Supremo 27778 del 6 de octubre de 2004), al que se le deben añadir todos los márgenes de la cadena de precios incluyendo el margen de refinería.

Por su parte, el Decreto Supremo 27959 de 30 de diciembre de 2004, establece el precio de referencia del GLP en 16,91 USD/bbl y marca un hito en la política y el cálculo de los precios al establecer los márgenes provisionales de refinación en 3,80 USD/bbl. La determinación de estos márgenes surge de la aplicación de un Modelo de Optimización. Esta medida incrementó los precios de los productos de petróleo en 10%.

Posteriormente, se estableció un margen de refinación de 4,81 USD/bbl y se definió una nueva cadena de precios del GLP de Planta - GLPP; así como la metodología del cálculo de compensación por subvención al GLP en garrafas de 10 Kg (Decreto Supremo 28117 de 16 de mayo de 2005). Las últimas modificaciones a los márgenes de transportes diferentes (1,45 USD/bbl) y de refinación (6,02 USD/bbl) se realizaron con los decretos supremos 29768 de 29/10/08 y 29777 de 05/11/08³, respectivamente.

³ La modificación de estos márgenes tuvo como consecuencia una disminución en las tasas del IEHD para mantener el precio final sin modificación.

1.4.2 Precios de Exportación

El precio para GSA se actualiza automáticamente cada trimestre en función a los precios de tres fuels, por lo que las variaciones del precio del barril de petróleo tarde o temprano se reflejan en el precio de exportación del gas natural. Así, mientras los precios del barril se mantuvieron en constante ascenso, el precio del gas natural de exportación también aumentó. No obstante, en 2009 se advierte el efecto de la caída del precio del barril cuando el rezago de la fórmula de cálculo comenzó a incluir las cotizaciones bajas del mercado internacional del petróleo.

El precio contractual con Argentina también responde a una fórmula que está en función a 4 fuels y por consiguiente el precio de exportación de gas natural a la Argentina también se actualiza trimestralmente con la modificación del precio del barril de petróleo.

Por su parte, el precio para Cuiabá no está en función a una fórmula y se modificó en 2007 de 1,92 \$us/MMBTU a 4,2 \$us/MMBTU, para ser aplicado desde junio de ese año. No obstante, los escasos niveles de producción de gas natural registrados en la última gestión, paralizaron la exportación a la termoeléctrica desde el mes de julio de 2008. Dicha paralización, responde además al orden de priorización en función al cual se guía la asignación de la producción, que incluye el mercado interno, los contratos de venta con el Brasil (GSA), con la Argentina, con las termoeléctricas Cuiabá y BG-Comgas y finalmente el combustible utilizado para transportar los volúmenes comprometidos.

De igual manera, se interrumpieron las exportaciones del contrato BG-Comgas desde febrero de 2008 a causa de los mismos motivos. El cuadro 3 permite observar que el precio contractual de exportación de gas natural a Brasil por GSA ha mantenido una tendencia creciente durante toda su vigencia. De hecho, entre el inicio de las exportaciones, en junio de 1999 y diciembre de 2008, el precio se incrementó en 538%.

Cuadro 3
Precios de Exportación de Gas Natural al Brasil
(En Dólares por MMBTU)

Mes	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Enero		1,6259	2,1367	1,7504	1,9789	2,2139	2,4115	3,7082	4,0935	5,5518
Febrero		1,6259	2,1367	1,7593	1,9789	2,2827	2,4273	3,7412	4,1393	5,5532
Marzo		1,6259	2,1367	1,6958	1,9801	2,3078	2,4473	3,7546	4,1337	5,5533
Abril		1,8138	1,9944	1,6682	2,2457	2,2547	2,6252	3,9712	3,9848	6,0409
Mayo		1,8138	2,0188	1,6682	2,2419	2,2712	2,6088	4,0220	3,6598	6,0434
Junio		1,8138	1,9944	1,6682	2,2846	2,2745	2,5999	4,0306	3,6901	6,0453
Julio	1,2319	1,9031	1,9151	1,8264	2,1895	2,3613	2,7088	4,3064	4,1195	7,0730
Agosto	1,2319	1,9031	1,9528	1,8264	2,1748	2,3731	2,7483	4,3339	4,1208	7,0734
Septiembre	1,2319	1,9031	1,9213	1,8431	2,1830	2,3636	2,7483	4,3552	4,1594	7,0547
Octubre	1,4309	2,0192	1,8901	1,9745	2,3016	2,4305	3,2879	4,4097	4,7087	8,0174
Noviembre	1,4309	2,0192	1,8977	1,9745	2,3305	2,4168	3,2965	4,3505	4,7071	7,9742
Diciembre	1,4309	2,0192	1,8769	1,9745	2,2846	2,3965	3,2691	4,3522	4,7035	7,8542

Fuente: YPFB

Precio Promedio Ponderado en Frontera Mutún. A partir de mayo 2007 es el cociente entre el monto de exportación y la energía comercializada.

De acuerdo a lo reflejado en el cuadro 4, el precio de la exportación a la Argentina a partir de septiembre de 2006 muestra el efecto de la negociación que da lugar a un precio inicial de 5 USD/MMBTU. El incremento en el precio entre junio 2004 y diciembre 2008 fue de 550%, que corresponde al periodo de reactivación de las exportaciones a este país, luego de su finalización en 1999.

Si bien los precios de exportación de gas natural al Brasil y a la Argentina dependen del comportamiento del precio del barril de crudo, como se explicó anteriormente, el hecho de ponderar una canasta de fuels y ajustarlos cada trimestre disminuye la volatilidad del comportamiento que podría mostrar este precio.

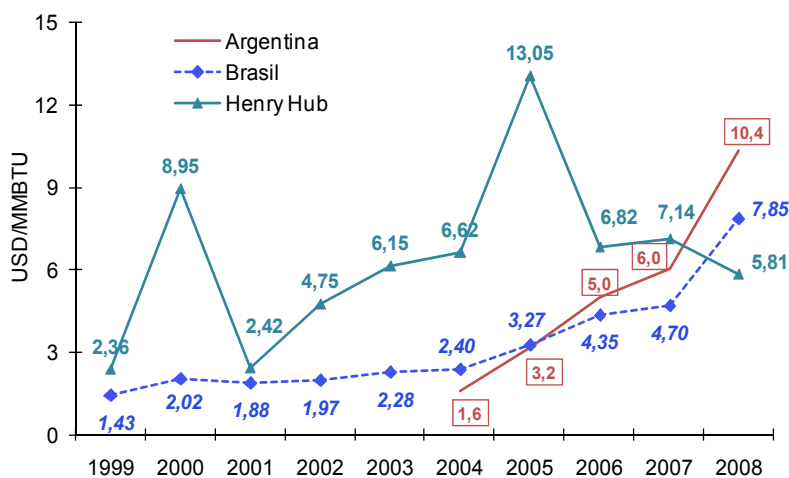
Cuadro 4
Precios de Exportación de Gas Natural a la Argentina
(En Dólares por MMBTU)

Mes	2004	2005	2006	2007	2008
Enero		2,0800	3,3200	5,0000	6,9833
Febrero		2,0411	3,3534	5,0000	6,9833
Marzo		2,0611	3,3668	5,0000	6,9834
Abril		2,2390	3,5834	4,5602	7,7957
Mayo		2,2226	3,6342	4,5602	7,7957
Junio	1,5922	2,2137	3,6428	4,5602	7,7957
Julio	1,5922	2,6578	4,2822	5,0845	9,0269
Agosto	1,5922	2,6973	4,8449	5,0845	9,0269
Septiembre	1,5922	2,7155	5,0000	5,0845	9,0269
Octubre	1,5922	3,1859	5,0000	6,0134	10,3534
Noviembre	1,5922	3,1945	5,0000	6,0134	10,3534
Diciembre	1,5922	3,1671	5,0000	6,0134	10,3534

Fuente: YPFB

Al observar el gráfico 3 se percibe la tendencia creciente de los precios de exportación a ambos países sin la elevada volatilidad que claramente muestran las cotizaciones del gas natural en el Henry Hub, a pesar de que la tasa de crecimiento entre diciembre de 1999 a diciembre de 2008 para el Henry Hub (146%) fue menor que para los precios a Argentina (550%) y Brasil (449%).

Gráfico 3. Evolución del Precio del Gas Natural*



FUENTE: St. Louis FED, YPFB

*Promedio de las cotizaciones diarias del precio en el Henry Hub.

2 Marco Institucional y Legal

2.1 Estructura Institucional

Las instituciones a cargo del sector hidrocarburos en Bolivia son el Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE) como ente normador, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) como ente fiscalizador, regulador y de control, y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) como la empresa estatal.

El **Ministerio de Hidrocarburos y Energía** es la Autoridad Competente que elabora, promueve y supervisa las políticas estatales en materia de hidrocarburos, y esta compuesto por 4 viceministerios con direcciones específicas:

- Viceministerio de Exploración y Explotación de Hidrocarburos
- Viceministerio de Industrialización, Comercialización, Transporte y almacenaje de Hidrocarburos
- Viceministerio de Desarrollo Energético
- Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas

Las principales atribuciones del Ministro y Viceministro en materia de hidrocarburos, de acuerdo al D.S. 29894 de 7 de febrero de 2009, están enumeradas a continuación:

- a) Proponer y dirigir la Política Energética del País, promover su desarrollo integral, sustentable y equitativo y garantizar la soberanía energética.
- b) Evaluar y controlar el cumplimiento de la Política Energética del País.
- c) Normar en el marco de su competencia, la ejecución de la Política Energética del País.
- d) Planificar el desarrollo integral del sector energético y desarrollar estrategias para el cumplimiento de la Política Energética del País, en coordinación con las distintas entidades del sector y el Ministerio de Planificación del Desarrollo.
- e) Establecer las políticas de precios para el mercado interno y la política de exportación de excedentes de hidrocarburos y energía eléctrica.
- f) Supervisar, controlar y fiscalizar la exploración, producción, transporte, almacenaje, comercialización, refinación, industrialización, distribución de gas natural por redes, así como el uso y destino de los hidrocarburos y sus productos derivados.
- g) Definir y ejecutar políticas de promoción de áreas de exploración de hidrocarburos.
- h) Elaborar las políticas y estrategias para asegurar el acceso universal y equitativo a los servicios de electricidad y gas domiciliario.
- i) Proponer la creación de empresas o entidades, autárquicas, descentralizadas o desconcentradas, para el cumplimiento de la Política Energética del País, en el marco de la Constitución Política del Estado.
- j) Supervisar, controlar y fiscalizar a las empresas e instituciones bajo su tuición y dependencia.
- k) Establecer políticas y estrategias, que garanticen el abastecimiento de gas natural, combustibles líquidos y energía eléctrica para el consumo interno.

- l) Proponer proyectos de expansión del sector hidrocarburífero y de energía eléctrica, a través del aprovechamiento de los recursos naturales renovables, y no renovables, respetando el medio ambiente.

La **Agencia Nacional de Hidrocarburos** es el ente responsable de regular, controlar, fiscalizar y supervisar las actividades de la cadena productiva hidrocarburífera, en el marco de la nueva CPE (artículo 365) y del D.S. 29894 (DOE), manteniéndose su carácter autárquico. Sus principales atribuciones, de acuerdo a la Ley 3058, son las siguientes:

- a) Regular, controlar, supervisar y fiscalizar a las personas naturales y/o jurídicas, públicas, mixtas, privadas, bolivianas o extranjeras, que desarrollen actividades en la cadena productiva de hidrocarburos y derivados.
- b) Controlar, supervisar y fiscalizar la ejecución de contratos petroleros suscritos y a cargo de YPFB
- c) Controlar y supervisar las actividades de fiscalización de YPFB.
- d) Emitir criterios técnicos sobre la base de análisis comparativos respecto a la factibilidad económica y técnica de las actividades en la cadena productiva de hidrocarburos para la toma de decisiones.
- e) Sistematizar y actualizar el mapa hidrocarburífero del país y realizar estudios complementarios para ampliar el potencial hidrocarburífero.
- f) Atender y resolver reclamos y consultas de los consumidores de forma gratuita, eficiente y oportuna, y supervisar el cumplimiento de acuerdo a reglamentación.
- g) Controlar, fiscalizar y supervisar el cumplimiento de la normativa ambiental en las actividades de la cadena productiva de hidrocarburos en el marco de sus competencias y, el cumplimiento de la programación de la provisión de gas natural y combustibles líquidos en mercados internos y externos.
- h) Aprobar tarifas para las actividades reguladas y fijar precios conforme a reglamento.
- i) Otorgar licencias y autorizaciones.
- j) Aprobar la estructura de costos de las actividades de toda la cadena productiva de hidrocarburos de acuerdo a reglamento específico.
- k) Realizar las auditorías establecidas en los contratos de operación.
- l) Requerir a personas naturales y/o jurídicas nacionales o extranjeras que realicen actividades hidrocarburíferas, información técnica, económica, financiera y legal a título gratuito de la ANH para el cumplimiento de sus atribuciones, sin que puedan oponer reserva alguna.
- m) Administrar y actualizar un sistema de registro actualizado de las actividades de las empresas hidrocarburíferas nacionales o extranjeras.
- n) Verificar el proceso de cuantificación y certificación de las reservas de hidrocarburos.
- o) Proponer al MHE normas técnicas, económicas, de calidad y de seguridad sobre las actividades hidrocarburíferas.
- p) Aprobar procedimientos operativos y reglamentos específicos par el cumplimiento de sus atribuciones.
- q) Aplicar sanciones de acuerdo a normas y reglamentos en vigencia.
- r) Otras competencias y facultades que le señalen las normas específicas.

Si bien existe un proyecto de norma que ampliaría las atribuciones de la ANH al upstream, éste está en proceso de elaboración con el fin de evitar una duplicidad de funciones con la Vicepresidencia de Administración de Contratos y Fiscalización.

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, a través de la Ley N° 3058, es refundada como Empresa Autárquica de derecho público, inembargable, cuyos derechos y obligaciones son intransferibles, bajo la tuición del MHE, con personalidad jurídica propia y autonomía administrativa, técnica y económica, así como de capital y patrimonio propio. YPFB tiene derecho propietario sobre la totalidad de los hidrocarburos, representa al Estado en la ejecución de las actividades de toda la cadena productiva y de comercialización, en la suscripción de Contratos Petroleros, en la conformación de sociedades y en la operación y ejecución de derechos de propiedad en territorios de otros estados. (Artículo 361, 362, 363, 364). Asimismo le otorga la facultad a YPFB de ser el único importador y distribuidor mayorista en el país.

YPFB esta constituida por i) un Directorio, ii) un Presidente Ejecutivo como representante legal de YPFB, iii) una Vicepresidencia de Operaciones (VPNO) y iv) una Vicepresidencia de Administración de Contratos y Fiscalización (VPACF). El Directorio esta presidido por el Presidente Ejecutivo y sus diez miembros son designados de ternas propuestas por los ministerios de Presidencia, Economía y Finanzas Públicas, Planificación del Desarrollo e Hidrocarburos y Energía para los cinco representantes del Poder Ejecutivo, por las Prefecturas de los departamentos productores para cuatro directores y por el Sindicato de YPFB para el miembro restante.

Es necesario mencionar también que la Ley 3058 establece una distribución geográfica (Ver anexo 4) para YPFB que responde a criterios regionales y podría crear dificultades para la administración eficiente y las operaciones de la empresa. De hecho, la VPACF se trasladó a Villamontes casi 3 años después de la promulgación de la Ley 3058 y el Centro Nacional de Información Hidrocarbúfera aún sigue en Santa Cruz. Asimismo, la Gerencia de Ductos y Redes está en proceso de traslado a la ciudad de Sucre y la posible creación de una empresa dedicada a esta actividad podría modificar esta decisión.

Por otro lado, la nueva estructura de YPFB aprobada por el DS 29509 de 9 de abril de 2008, cuenta con una Gerencia de Programas de Trabajo encargada de la administración de los contratos de operación en coordinación con la Gerencia de Fiscalización de la VPACF.

El DS 29507 de 9 de abril de 2008, establece el marco normativo para que YPFB se convierta en un ente corporativo, con el fin de crear empresas subsidiarias para operar en las distintas partes de la cadena. Esto podría permitir una administración que no esté sujeta a la distribución geográfica de la empresa que instruye la Ley 3058.

Además, en el marco de lo establecido en este DS, el 18/04/09 el DS 86 otorga a YPFB el carácter de Empresa Pública Nacional Estratégica (determinada en base a la generación de excedentes económicos de acuerdo al Plan Nacional de Desarrollo⁴), con el objetivo de conferirle los mecanismos y recursos humanos capaces para un efectivo y adecuado alcance de sus objetivos.

2.2 Marco Legal

La nueva CPE, reconoce a los hidrocarburos, cualquiera sea el estado en que se encuentren o la forma en la que se presenten, como un recurso natural de carácter estratégico cuya administración está en función al interés colectivo para el desarrollo del país y cuya propiedad es inalienable e imprescriptible del pueblo boliviano. Este último es representado por el Estado que asume una competencia privativa sobre el recurso, define y promueve la política del sector

⁴ De acuerdo al artículo 2 del DS 29576 de 21/05/08.

priorizando el consumo interno y exportando la producción excedentaria, impulsando la investigación relativa al manejo, conservación y aprovechamiento de los recursos.

Asimismo, la CPE garantiza la soberanía energética, ejerce la propiedad de toda la producción de hidrocarburos del país y de la totalidad de ingresos percibidos por su comercialización, para lo cual, es además el único facultado a través de YPFB cuya importancia como brazo operativo y representativo del Estado en materia de hidrocarburos se reafirma.

Con respecto a otras entidades del sector, el artículo 363 de la nueva CPE dispuso la creación de la Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos (EBIH) como empresa autárquica de derecho público, bajo la tuición del MHE y de YPFB y cuya principal función es la industrialización de los hidrocarburos como prioridad nacional. En ese marco, el proyecto de norma está en proceso de aprobación.

La CPE (Art. 362) también autoriza la suscripción de contratos de prestación de servicios, con empresas públicas, mixtas o privadas, bolivianas o extranjeras, siempre que no existan pérdidas para YPFB ni para el Estado con la autorización y la aprobación de la Asamblea Legislativa Plurinacional. La conformación de sociedades de economía mixta para realizar actividades de la cadena, con participación accionaria de al menos 51% del total del capital social es igualmente permitida por la CPE (Art. 363).

Finalmente, de acuerdo a los artículos 341, 353 y 368 de la CPE, los beneficios provenientes de los hidrocarburos (regalías e impuestos que se pagan por explotación) se distribuirán equitativamente dando participación prioritaria a los departamentos productores (regalía de 11% de su producción departamental fiscalizada) y a los pueblos indígenas originario campesinos. Por su parte, la participación de los departamentos no productores y del TGN es fijada mediante ley especial.

La Ley Nº 3058 de 17 de mayo de 2005, Ley de Hidrocarburos, norma las actividades hidrocarburíferas estableciendo los principios y procedimientos fundamentales que rigen en el país para el sector. En esta Ley se establece la propiedad del Estado sobre los hidrocarburos en Boca de Pozo. Se instruye la refundación de YPFB otorgándole la propiedad de las acciones en las empresas petroleras capitalizadas.

Asimismo, el decreto 28701 de 01/05/06, de nacionalización, otorga a YPFB la potestad de definir todas las condiciones de comercialización de los hidrocarburos y tomar el control de todas las actividades de la cadena de los hidrocarburos. Asimismo, este decreto dispone el establecimiento de un nuevo marco contractual para las empresas que operan en el upstream y la obligación de éstas a adecuarse a ese nuevo marco en un plazo de 180 días.

Adicionalmente, el decreto de nacionalización establece la transferencia de las acciones de las tres empresas capitalizadas del rubro administradas por el Fondo de Capitalización Colectiva a YPFB y la nacionalización de las acciones necesarias para que la empresa estatal tenga el control de un mínimo de 50%+1 en cinco empresas del sector⁵. A partir de esa disposición, se concreta la adquisición de las acciones en las empresas Andina (50+1%) y Chaco (bajo control de YPFB) en exploración y explotación, así como Transredes (97%) y CLHB (100%) en transporte y almacenaje y

⁵ Andina (YPFB Andina), Chaco y Transredes (YPFB Transporte) eran las tres empresas capitalizadas. Petrobras Bolivia Refinación (YPFB Refinación) y la Compañía Logística de Hidrocarburos Bolivia fueron privatizadas.

Petrobras Bolivia Refinación (100%) en refinación, a través de los decretos 29128, 29541, 29554, 29586, 29726, 29865 y 17.

El caso de Andina fue excepcional dentro del proceso de nacionalización, debido a que el 01/05/08, la empresa Repsol YPF fue la única en llegar a un acuerdo consensado con el gobierno boliviano para que YPFB tenga el 51% de participación en la sociedad. A continuación, el 16/10/08, ambas empresas conformaron una sociedad de gestión compartida denominada YPFB-Andina cuyo directorio lo conforman cinco representantes nombrados por YPFB y dos por Repsol, además, de 10 gerentes designados por YPFB y siete por Repsol.

El 01/05/09, el DS 111 estableció la nacionalización por parte del Estado (bajo titularidad de YPFB) de todo el paquete accionario de de la empresa Air BP Bolivia SA, encargada del servicio de combustible de aviación en los aeropuertos a su cargo en territorio nacional. Actualmente se llama

Cuadro 5. Resumen de la Normativa de la Nacionalización

Norma	Detalle
DS 28701 de 01/05/09	Nacionalización de los hidrocarburos: <ul style="list-style-type: none"> - Transferencia de las acciones del Fondo de Capitalización Colectiva (FCC) de las empresas capitalizadas a YPFB. - Nacionalización de las acciones necesarias de las empresas: Andina, Chaco, Transredes, CLHB y Petrobras Bolivia Refinación para lograr el 50%+1 para YPFB.
DS 29128 de 12/05/07	Autoriza la adquisición del 100% de las acciones que conforman el capital social de la empresa Petrobras Bolivia Refinación a favor del estado boliviano a través de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – YPFB.
DS 29541 de 01/05/08	Concreta la adquisición por parte del estado boliviano de al menos el 50% + 1 de las acciones nacionalizadas del paquete accionario de las sociedades: Empresa Petrolera Chaco SA y Transredes - Transporte de Hidrocarburos SA y establece las condiciones a las que se sujetará esta transferencia.
DS 29542 de 01/05/08	Autoriza la adquisición por parte del estado boliviano del 100% de las acciones nacionalizadas del paquete accionario de la sociedad Compañía Logística de Hidrocarburos Bolivia SA (CLHB) y establece las condiciones a las que se sujetara esta transferencia.
DS 29554 de 08/05/08	Se verifican acciones de los accionistas operadores y ejecutivos de CLHB SA en detrimento los intereses de la sociedad. El Estado, intenta asegurar una transferencia de acciones beneficiosa y garantizar la continuidad de los servicios de CLHB, entonces promulga el presente DS que: Nacionalizar la totalidad del paquete accionario que poseen las sociedades Oiltanking Investments Bolivia SA y GRANA y MONTERO S.A.A. en la CLHB SA a favor del Estado Boliviano, a través de YPFB, quien ejercerá la titularidad de dichas acciones.
DS 29586 de 02/06/08	Nacionalización por parte del estado boliviano, bajo la titularidad de YPFB, de la totalidad de las acciones que corresponden a TR Holdings Ltda., en el capital social de Transredes - Transporte de Hidrocarburos SA.
DS 29888 de 23/01/09	Nacionalización de todo el paquete accionario que corresponden a Amoco Bolivia Oil & Gas AB en la empresa petrolera Chaco SA. por parte del estado boliviano de acuerdo a lo dispuesto por el DS 29541 (precio por acción: DS29888 = USD29 y DS 29541= USD48).
DS 111 de 01/05/09	Dispone la nacionalización por parte del Estado de la totalidad de las acciones que conforman el paquete accionario de la empresa Air BP Bolivia SA.

FUENTE: Gaceta Oficial de Bolivia.

2.2.1 Régimen Económico e Impositivo

La Ley 3058 dispone que el Estado retendrá 50% del valor de la producción para lo cual se modificó el régimen impositivo en el upstream con la creación del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) y la redistribución de las regalías.

Se crean incentivos fiscales a la industrialización del gas natural, la instalación de redes de gas natural y el cambio de la matriz energética. El régimen impositivo para las actividades de downstream mantiene la estructura anterior a la Ley 3058, con el IEHD como principal impuesto.

2.2.1.1 Regalías y Participaciones

Las regalías son una compensación económica obligatoria pagadera al Estado por la explotación de sus recursos naturales no renovables. La base imponible de las regalías es el valor de producción en punto de fiscalización, sobre el cual se grava un 18%. La distribución de este porcentaje se detalla a continuación:

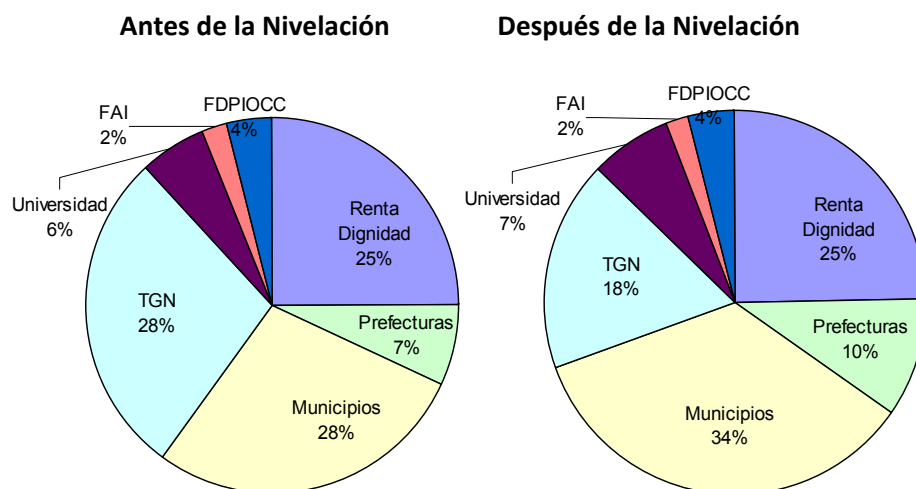
- Una Regalía Departamental del 11% a favor del departamento productor.
- Regalía Nacional Compensatoria del 1% en a favor de los departamentos de Beni y Pando.
- Participación a favor del TGN de 6% (destinada a YPFB con la Ley 1689).

Es importante notar que a diferencia de la Ley Nº 1689, la nueva Ley de Hidrocarburos no se distingue los campos existentes de los campos nuevos, es decir, todos los campos a excepción de los campos que sean considerados pequeños y marginales, tienen las mismas obligaciones fiscales ante el Estado (18% del valor de producción en punto de fiscalización) y el sujeto pasivo es YPFB.

2.2.1.2 Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH)

El IDH se grava en la primera etapa de comercialización de los hidrocarburos producidos, se aplica de manera directa no progresiva sobre el valor de producción medido en el punto de fiscalización. La metodología de cálculo, la base imponible y el sujeto pasivo son los mismos que para las regalías.

Gráfico 4. Distribución del IDH



Fuente: DS 29400 de 29/12/2007 que reglamenta la Ley 3791 (Renta Dignidad) de 28/12/2007 con datos a agosto de 2008.

Los gráficos 4 y 5 muestran la distribución del IDH, con la modificación realizada por el D.S. 29400 que reglamenta a la Ley N° 3791, de Renta Universal de Vejez, de 28 de noviembre de 2007, que dispone que la Renta Universal de Vejez y Gastos de Funerales se financiarán con el 30% del IDH, de las prefecturas, municipios, Fondo Indígena y el Tesoro General de la Nación. En ese marco, antes de la nivelación de ingresos por el Fondo Compensatorio, el TGN y los municipios perciben cada uno por igual 28% del IDH, seguidos por la Renta Dignidad (25%), los departamentos (7%) y las Universidades (6%). Una vez realizada la nivelación el TGN se ve seriamente afectado puesto que su participación se reduce al 18% del total, mientras que de los municipios se eleva a 34%, de los departamentos a 10% y de las universidades a 7%.

2.2.1.3 Estructura Impositiva del Downstream

En el downstream, el Impuesto Específico a los Hidrocarburos y sus derivados es el más importante por monto de recaudación. Este impuesto fue creado con la Ley 843 de 20 de diciembre de 1986 y modificado con la Ley 2493 de 4 de agosto de 2003. El sujeto pasivo de este impuesto es toda persona natural o jurídica que comercialice hidrocarburos o sus derivados y el hecho imponible nace a la salida de la refinería. El IEHD se grava con unas alícuotas específicas (Bs/litro) para cada producto que es establecida por la ANH, y cuyo monto máximo se actualiza anualmente de acuerdo al valor de la UFV. La modificación de esta tasa máxima requiere de Ley. Las alícuotas específicas actuales de IEHD fueron modificadas con el D.S. 29777 de 5/11/08 que también modificó el margen de refinación. Estas alícuotas están vigentes y se muestran en el cuadro 6.

Cuadro 6. Alícuotas Específicas IEHD

Producto	Alícuota específica (Bs/litro)
Gasolina Especial	1,23
Gasolina Premium	2,18
Gasolina de Aviación	1,85
Kerosén	0,29
Jet Fuel Nacional	0,32
Jet Fuel Internacional	4,27
Diesel Oil Nacional	1,25
Agro Fuel	0,62
Fuel Oil	0,39

Fuente: D.S. 29777 de 05/11/08

2.2.1.4 Subvención a Productos Derivados

Las refinerías del país producen aproximadamente el 70% del Diesel Oil, por lo que un 30% de la demanda nacional debe ser cubierta por importaciones provenientes principalmente de Argentina y Venezuela. Mediante D.S. 26917 de 14 de enero de 2003 y D.S. 26972 de 25 de marzo de 2003, se creó el mecanismo de subvención del Diesel Oil importado. En este sentido, la compensación del Diesel Oil fluctúa de acuerdo a los precios internacionales del Diesel Oil.

La subvención al Diesel Oil importado crece año a año debido a que este producto importado es comprado a precios internacionales, y es posteriormente vendido en territorio nacional a precios muy inferiores al costo. Asimismo debido a los bajos precios de los hidrocarburos, la gasolina, el Diesel Oil y el GLP son vendidos ilegalmente a los países vecinos, hecho que repercute en un incremento de la subvención del Diesel Oil y el GLP.

Asimismo en el sector eléctrico, las empresas de generación de electricidad en los sistemas aislados utilizan el Gas Oil (Diesel Oil subvencionado) vendido por las Refinerías. El Gas Oil es comercializado a estas generadoras a un precio aún menor que el Diesel Oil.

Dentro del proceso de privatización de las refinerías se definió que el adjudicatario EBR⁶ es quien se hace cargo de la subvención al Gas Oil, mediante una política de reducción progresiva del volumen de Gas Oil asignado a este fin. Este aspecto ha presentado una modificación al haberse traspasado las acciones de Petrobras Bolivia Refinación a YPFB, entidad que actualmente se hace cargo de dicha subvención.

Mediante diversos Decretos Supremos se introdujeron mecanismos para controlar el incremento del precio máximo del GLP y subvencionar el consumo de GLP en el mercado interno. En este sentido se autorizó al TGN a emitir Notas de Crédito Fiscal para la compensación a engarrafadores y refinerías.

Desde el año 2000 la subvención al GLP fluctuaba de acuerdo al precio intencional del GLP. Es decir cuando mayores eran los precios la subvención aumentaban y cuando los precios bajaban la subvención disminuía, esto por que el precio final del GLP en el mercado interno estaba fijo

⁶ Posteriormente cambio su nombre a PBR (Petrobrás Bolivia Refinación)

mientras que los precios pre-terminal fluctuaban de acuerdo al precio internacional. Actualmente la subvención por Garrafa de GLP no varía, puesto que el precio del petróleo está fijado y solo se ajusta por el tipo de cambio.

2.2.2 El Nuevo Marco Contractual en el Upstream

. Asimismo, la Ley 3058 establece tres tipos de contratos: i) de producción compartida, b) de operación y iii) de asociación.

- a) El Contrato de Asociación es el contrato suscrito entre YPFB y el Titular de un Contrato de Operación que hubiese efectuado un descubrimiento comercial, pudiendo el contrato de operación prever cláusulas en este sentido. El Contrato de Asociación establecerá la participación sobre la producción para cada una de las partes.
- b) El Contrato de Producción Compartida es aquel por el cual una persona colectiva, nacional o extranjera, ejecuta con sus propios medios y por su exclusiva cuenta y riesgo las actividades de Exploración y Explotación a nombre y representación de YPFB. El Titular en el Contrato de Producción Compartida tiene una participación en la producción, en el punto de fiscalización, una vez deducidas regalías, impuestos y participaciones.
- c) El Contrato de Operación es aquel por el cual, el Titular (empresa petrolera operadora en upstream) ejecutará con sus propios medios y por su exclusiva cuenta y riesgo a nombre y representación de YPFB, las operaciones correspondientes a las actividades de exploración y explotación dentro del área materia del contrato a cambio de una retribución. YPFB no efectuará inversión alguna y no asumirá ningún riesgo o responsabilidad en las inversiones o resultados obtenidos relacionados al contrato. En el nuevo marco contractual todos los contratos de riesgo compartido son ahora contratos de operación con YPFB. Solamente con la creación de Petroandina SAM entre YPFB y PDVSA puede presentarse un nuevo contrato cuyo régimen económico aún no se definió.

En octubre de 2006, YPFB suscribió 44 Nuevos Contratos de Operación con 12 empresas petroleras, de los cuales 43⁷ se protocolizaron en mayo de 2007. Los aspectos más importantes de los contratos de operación son:

- Las empresas se convierten en proveedoras de servicios.
- Una vez producidos los hidrocarburos estos son medidos y entregados a YPFB en el punto de fiscalización, para su comercialización por parte de YPFB.
- La propiedad de los hidrocarburos es de YPFB hasta que los vende en el mercado interno o externo, quien, como propietario y comercializador de los hidrocarburos, realiza los pagos correspondientes a los servicios de transporte y compresión, regalías, participación al TGN e IDH.
- YPFB no está obligado a invertir ni asumir riesgo en el resultado de los contratos
- La empresa petrolera ejecuta todas las operaciones petroleras a su exclusiva cuenta y riesgo, a cambio de que sus costos sean cubiertos y de participar en las utilidades.

⁷ En enero de 2007 Petrobras devolvió el área correspondiente a Irenda.

- Los costos recuperables y la utilidad del operador conforman la retribución que proviene del Valor Remanente⁸.
- Los costos recuperables son los costos incurridos por el operador y sujetos a la aprobación de YPFB, de acuerdo a lo establecido en el anexo D de los contratos.
- La distribución de las utilidades está en función a una serie de factores que se establecen en el anexo F de los contratos, tales como los niveles de producción, inversión, depreciación, impuestos y utilidades percibidas.
- El anexo F referido al cálculo de las participaciones para ambas partes establece la eliminación del Surtax para que YPFB participe en las utilidades.
- Se establece la realización de auditorías independientes a las retribuciones. Para fin de 2009 deberían realizarse las primeras auditorías que corresponden a la gestión 2007.

De acuerdo a los contratos, la explotación de hidrocarburos debe iniciarse una vez concluida la fase de exploración con la Declaratoria de Comercialidad y la presentación del Plan de Desarrollo de Campo para su aprobación por parte de YPFB. El objeto de este plan es establecer un programa de largo plazo, mostrando los programas técnicos y presupuestarios para desarrollar un campo. El Plan de Desarrollo se presenta una sola vez en la vida del campo.

Adicionalmente, los titulares están obligados a presentar a YPFB, para su aprobación, el programa de trabajo y presupuesto al finalizar el tercer trimestre de cada año, reflejando las actividades programadas para la siguiente gestión. Este programa se presenta mientras esté vigente el contrato de operación, inclusive después de que finalizó el plazo que cubría el Plan de Desarrollo.

3 Desarrollo del Sector

3.1 Participación del Sector Hidrocarburos en el PIB

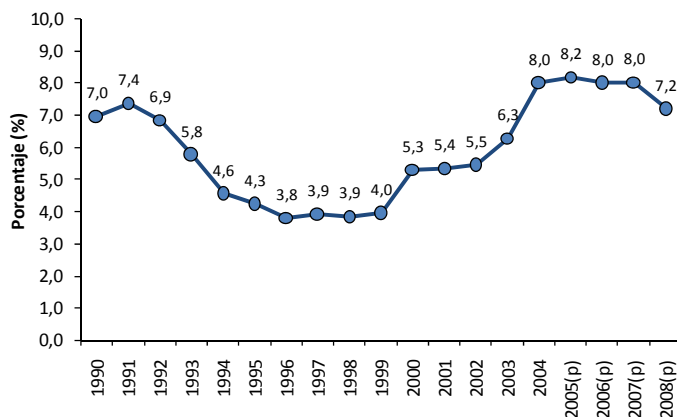
La participación del sector en PIB puede ser analizada en 3 momentos, el período anterior a la capitalización, el período de la capitalización y el período de reformas a partir de la Ley 3058. El gráfico 5 refleja que en el periodo 1990-1997, el PIB del sector de hidrocarburos⁹ participó en promedio con el 5,46%, de 1998-2004 con el 5,48% y en el período 2005-2008 con el 7,87%.

La evolución de la participación en el PIB a partir de las reformas de 2005 revelan un crecimiento importante en el peso del sector sobre la economía, que se encuentra íntimamente ligado con el incremento significativo del precio internacional del barril como podrá verse más adelante y, que de igual manera, puede calificarse como variable causal de la posterior caída de la participación que sufrió el sector en el PIB de 2008 (7,2%).

⁸ El Valor Remanente está definido como el saldo del Valor en Punto de Fiscalización después de pagar regalías, participación al TGN e IDH. Equivale aproximadamente al 50% del Valor en Punto de Fiscalización.

⁹ Considerando las actividades de extracción y refinación de hidrocarburos.

Gráfico 5. Participación del Sector en el PIB en Precios Corrientes (En Porcentaje)



Fuente: INE. Incluye actividades de extracción y refinación.

3.2 Inversiones en Hidrocarburos

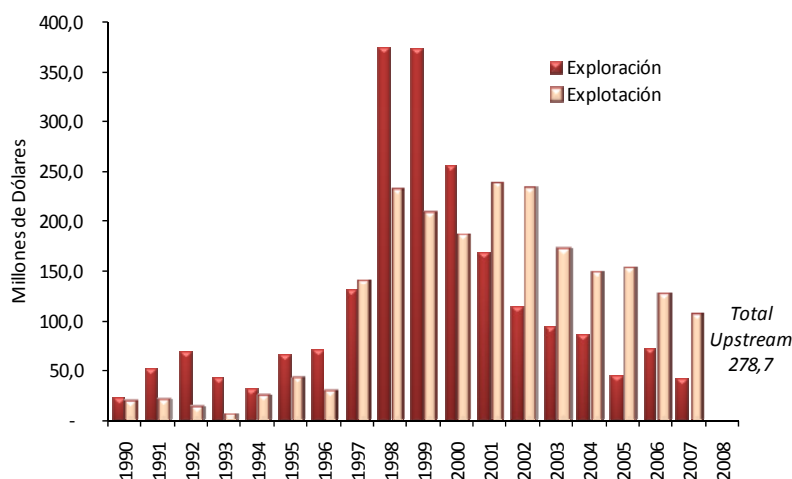
La evaluación de la inversión en el sector de hidrocarburos se la hace normalmente para el upstream porque es mucho más significativa que en downstream y es la que tiene efectos sobre la producción y las reservas.

Las inversiones desde 1997 en adelante estuvieron concentradas en importación de maquinaria y equipo para las actividades de exploración y explotación y al reacondicionamiento de las instalaciones físicas existentes en los campos¹⁰, sin embargo los últimos 5 años las inversiones comenzaron a disminuir.

En el gráfico 6, se puede ver que la inversión en exploración y explotación tuvo un importante crecimiento, a partir de 1995, llegando a niveles muy superiores a los registrados bajo la administración de YPF, en años anteriores. Sin embargo a partir del año 2000 las inversiones disminuyeron significativamente. Esto se debe fundamentalmente a que el proyecto de exportación estaba consolidado y la capacidad de producción era suficiente para satisfacer la demanda en ese entonces. En los años siguientes, la inversión se vio afectada por las expectativas políticas en el sector, no obstante, según información de YPF, en el 2008 la inversión en el upstream registró un incremento igual a 86,4% respecto a 2007, pasando de 149,5 a 278,7 millones de dólares.

¹⁰ Cabe señalarse también que el sector de la construcción registró un fuerte incremento en 1998, debido al gasoducto Bolivia-Brasil y a nuevos gasoductos.

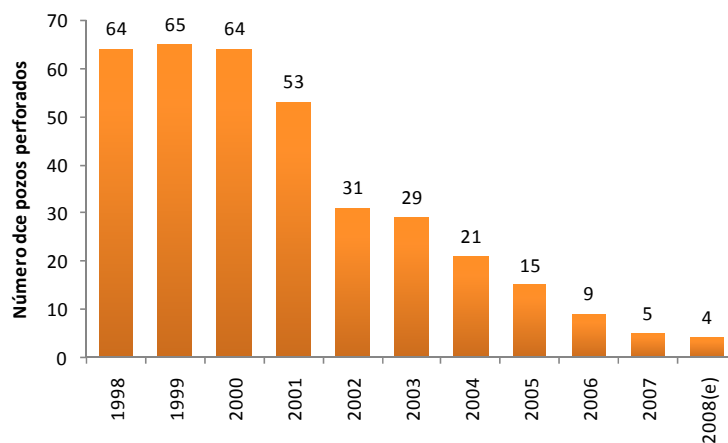
Grafico 6. Inversiones en Upstream en Millones de dólares



Fuente: YPFB

A pesar de esta aparente recuperación entre 2007 y 2008, en general el nivel de inversión continúa siendo bajo, situación que además, según la Cámara Nacional de Industrias (CNI) y el Instituto Boliviano de Comercio Exterior (IBCE), se demuestra a partir de la perforación de únicamente 4 pozos (dos de desarrollo: Kanata en Cochabamba y Percheles 1003 en Santa Cruz, y dos exploratorios: Ingre X-1 en Chuquisaca y Río Seco X-1D en Santa Cruz) en comparación al número de pozos perforados en Colombia (82), Perú (153) y Argentina (1.105)¹¹. Entre los factores que atenuaron la búsqueda de reservas, se pueden citar, la falta de mercados para gas natural y la inexistencia de líquidos libres, entre otros.

Gráfico 7. Número de Pozos Perforados



Fuente: Cámara Boliviana de Hidrocarburos

¹¹ Cámara Boliviana de Hidrocarburos (2008). "Informe Petróleo y Gas 2008". Revista Petróleo y Gas Nº58, Dic-2008.

3.3 Impacto Fiscal del Sector

El sector hidrocarburos aporta con una porción sustancial de las recaudaciones por impuestos. Como se puede observar en el gráfico 8, las recaudaciones por regalías e impuestos del sector hidrocarburos llegaron a representar más del 80% de las recaudaciones totales por impuestos a principios de la década de los 90.

Gráfico 8. Recaudaciones por Impuestos y Regalías del Sector Hidrocarburos (MMBs)

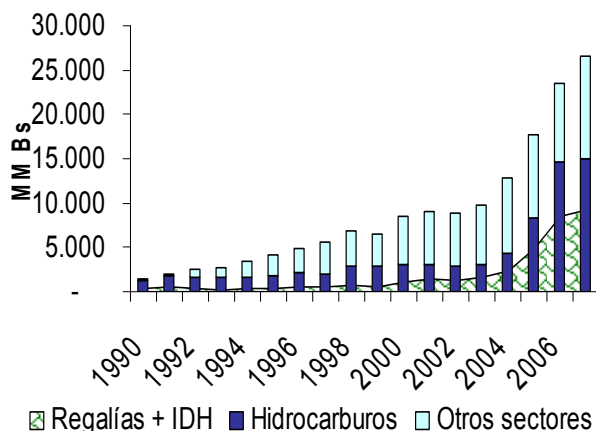
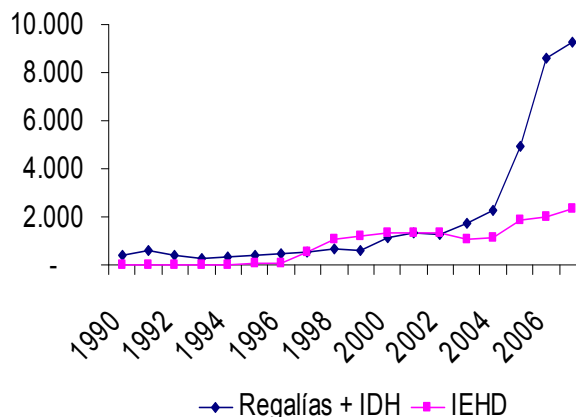


Gráfico 9. Evolución de las Recaudaciones de Upstream y Downstream (MMBs)



Fuente: YPFB

Al 2007 las recaudaciones del sector equivalen a un 56% de las recaudaciones totales por impuestos, correspondiendo un 35% al IDH y regalías. Esto refleja la importancia de las recaudaciones originadas en el upstream no solo para el propio sector sino para los ingresos fiscales nacionales.

Asimismo, el gráfico 9 refleja el comportamiento de las recaudaciones más significativas de las dos partes de la cadena de los hidrocarburos. La suma de regalías e IDH en el upstream, responde fundamentalmente a la coyuntura por la creación de un impuesto como el IDH y está en función de los precios internacionales y la importancia de las exportaciones sobre el total de la producción. Por su parte, el IEHD, representativo para el donwstream, es un impuesto al consumo interno de derivados y no refleja un efecto por el comportamiento del precio del petróleo puesto que los precios de los derivados están regulados en el mercado interno.

3.4 Reservas y Producción de hidrocarburos

A partir de 1997, las empresas petroleras realizaron fuertes inversiones en exploración y explotación. El último dato de reservas es a 2005 debido a que la última certificación de reservas es al 1 de enero de ese año.

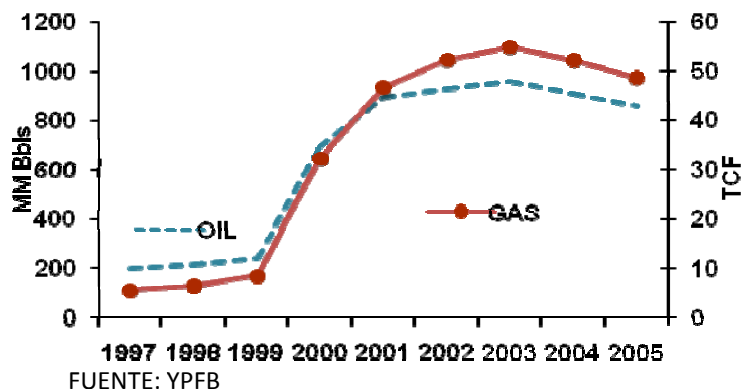
Así, las reservas certificadas (probadas y probables) de Gas Natural crecieron desde 5,69 TCF en 1997 hasta 48,7 TCF en 2005¹², mostrando un crecimiento del 755% en 8 años. En el caso del

¹² A pesar de que YPFB realizó convocatorias para licitar la certificación de reservas, estas licitaciones fueron declaradas desiertas, por lo que el último dato oficial es a 2005.

petróleo, las reservas se incrementaron de forma más modesta, de 200 a 856 millones de barriles, registrando un crecimiento de 326% entre 1997 y 2005.

Vale la pena mencionar, que aunque se intentó licitar una nueva cuantificación de reservas en varias ocasiones, en todas ellas, la licitación se declaró desierta.

Gráfico 10. Reservas Probadas y Probables de Petróleo y Gas Natural

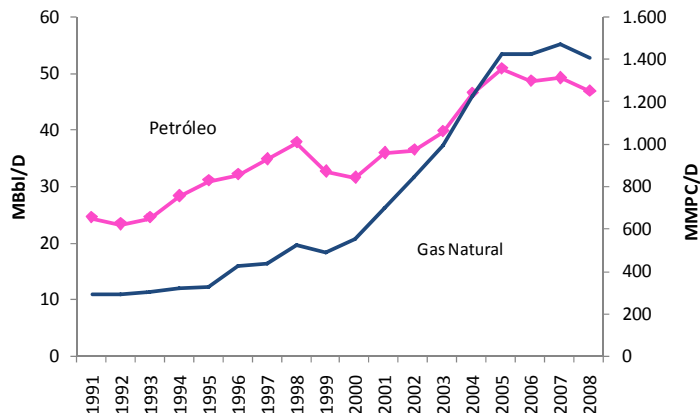


Por otro lado, la producción de Gas Natural (Gráfico 11) se incrementó en más de 380% entre 1991 y 2008, principalmente a raíz de los contratos de exportación a Brasil a partir de 1999.

En el caso de la producción de petróleo, ésta también aumentó desde 1991 hasta la fecha aunque a una tasa mucho menor (90%) a la registrada en el caso del gas natural, considerando que el petróleo se consume casi en su totalidad por el mercado interno y por consiguiente no se presentó un shock similar a la apertura de un nuevo mercado como en el caso de la exportación a Brasil.

Cabe señalar que, la producción de crudo disminuyó en los años 1999 y 2000 debido a la caída de la demanda en el mercado interno. Sin embargo, la caída en la producción se recuperó a partir de 2001, por los fuertes incrementos en el precio internacional del crudo que incentivaron la producción y exportación de crudo residual.

Gráfico 11. Producción de Petróleo y Gas Natural



Fuente: YPFB

A pesar de que en general la tendencia de crecimiento de la producción de hidrocarburos se mantiene positiva desde 1991, tanto la producción de gas natural como la de petróleo, estancaron su crecimiento desde el 2006 llegando finalmente a decrecer en 2008, en 4,7% y 4,8%, respectivamente, totalizando 46,9 MBbl/D y 1.405,1 MMPC/D. Por otra parte, la composición de la producción de hidrocarburos, acentuó el sesgo hacia el gas natural en relación al petróleo, contribuyendo a una producción con menor proporción de líquidos. En ese sentido, la participación del petróleo en la producción pasó de 28,5% a 14,7%, entre los años 2007 y 2008, y la participación del gas natural ascendió de 71,5% a 85,3%.

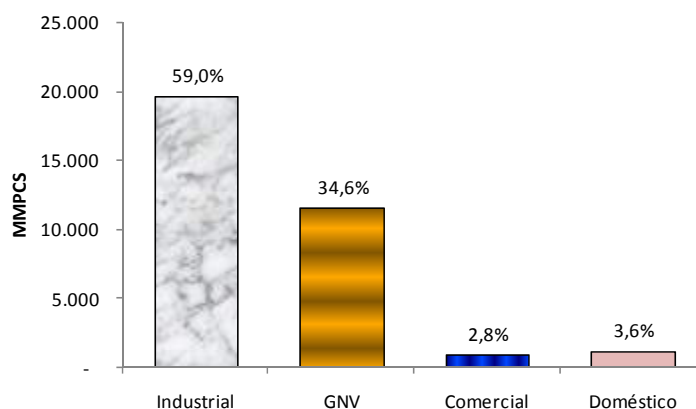
3.5 Demanda del Mercado Interno

3.5.1 Gas Natural

El mercado interno consume aproximadamente 33.312 MMpc de gas natural, de los cuales 59% se destina al uso industrial, 34,6% al consumo vehicular (GNV), mientras que el restante 6,4% está repartido entre el consumo doméstico y comercial (3,6% y 2,8% respectivamente). El crecimiento en el consumo de estos sectores está liderizado por el GNV cuya tasa promedio de crecimiento entre 1998 y 2008 fue de 35%, seguido por el sector doméstico con 32% y el comercial con 17,6%.

En relación al crecimiento del consumo de GNV, de acuerdo a la Agencia Nacional de Hidrocarburos, a diciembre de 2008 existen 116.292 vehículos convertidos a Gas Natural Vehicular. El consumo de este carburante está concentrado en ciudades del eje troncal del país: Cochabamba 42%, Santa Cruz 41% y El Ato 10%. El resto de las ciudades tienen una participación modesta de 1 a 2%.

Gráfico 12. Consumo de Gas Natural por Sector 2008 (en MMPCS)



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos

3.5.2 Petróleo y sus Derivados

En el caso del petróleo, las refinerías demandan alrededor del 95% del total de la producción y el resto es destinado a la exportación a través del oleoducto a Arica en Chile.

Los mayores volúmenes comercializados en el mercado interno, corresponden a la gasolina especial, diesel oil y GLP (Cuadro 7). La razón se debe a que la gasolina es utilizada para combustible de automotores, el diesel oil es utilizado por el transporte especialmente de alto

tonelaje y por la agroindustria y finalmente el GLP, porque es un producto de consumo masivo dentro la población urbana y rural, como fuente de generación de energía por su bajo precio subvencionado.

Con relación a la evolución del consumo de estos carburantes, la gasolina especial registró un crecimiento constante en las ventas los años 1990-1998, este crecimiento se explica principalmente por el aumento del parque automotor. Sin embargo, en los años siguientes se registró una caída en las ventas, que se explica por la menor actividad económica registrada en este periodo.

El Diesel Oil registró un crecimiento sostenido desde 1991. A partir de entonces las ventas muestran un crecimiento promedio de 4% al año. Las disminuciones registradas en 1993 y 1999-2000 se explican por el efecto (negativo) de la corriente del Niño sobre la producción agroindustrial.

La venta de GLP también tiene un crecimiento sostenido desde el año 1990, con una tasa de crecimiento promedio de 4,4% al año. La leve disminución de su consumo en el año 2000 fue un efecto de la desaceleración económica en los niveles de actividad económica y consumo de la población. Asimismo, debe considerarse que la demanda de GLP incluye el consumo destinado al contrabando a países vecinos y su utilización en vehículos, situaciones generadas por el precio subsidiado.

Cuadro 7
Venta de Derivados de Petróleo en el Mercado Interno
[Miles de barriles por año]

Año	Gasolina de automotores	Diesel Oil	Jet Fuel	GLP
1990	3.376	2.444	661	2.038
1991	3.204	2.420	631	2.089
1992	3.115	2.897	670	2.206
1993	3.114	2.333	707	2.327
1994	3.208	2.812	719	2.519
1995	3.423	4.024	823	2.723
1996	3.650	4.408	979	2.880
1997	3.955	4.743	1.192	3.013
1998	4.108	5.486	1.208	3.068
1999	4.033	5.375	1.038	3.139
2000	3.661	4.837	973	3.060
2001	3.458	4.840	859	3.111
2002	3.358	5.020	904	3.361
2003	3.352	5.575	934	3.546
2004	3.493	6.199	939	3.807
2005	3.421	6.622	1.048	3.968
2006	3.749	7.281	1.049	4.137
2007	4.325	7.831	917	4.248
2008*	1.609	2.393	304	n.d.

Fuente: YPFB para el periodo 1990 – 2000, SH para 2001 – 2008.

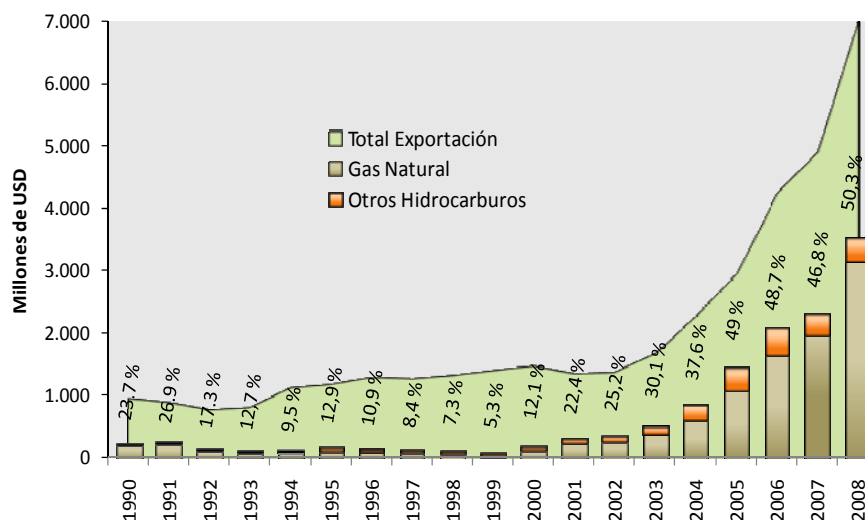
* Hasta abril de 2008

3.6 Exportación de Gas Natural y Petróleo

El valor de las exportaciones de hidrocarburos en el año 2008 continuó creciendo a una tasa de 54,3% (de 2.290,8 a 3.534,5 millones de dólares) y su representatividad en la canasta exportadora superó la mitad con un 50,3%. Por su parte, en la clasificación tradicionales y no tradicionales (TNT), el sector conserva la mayor representatividad dentro de los bienes de exportación tradicionales (64,6%) donde se agrupan minerales e hidrocarburos.

Actualmente, Bolivia exporta fundamentalmente gas natural, puesto que la mayoría del petróleo producido es consumido por el mercado interno. Así, como muestra el Gráfico 13 en los últimos tres años las exportaciones de gas natural aumentaron su participación en 8,15 pp, mientras que durante el mismo periodo la participación de las exportaciones de petróleo disminuyó en 6,75 pp. Bolivia tiene tres contratos de exportación con Brasil; GSA, Cuiabá y BG COMGAS¹³. La mayor parte de las exportaciones bolivianas de gas natural se realizan por el GSA, alrededor de 940 MMPCD, valor equivalente al 83% del total exportado en 2007. Los volúmenes de exportación a Cuiabá son mucho más modestos, alrededor de 2 a 9% entre 2000 y 2007.

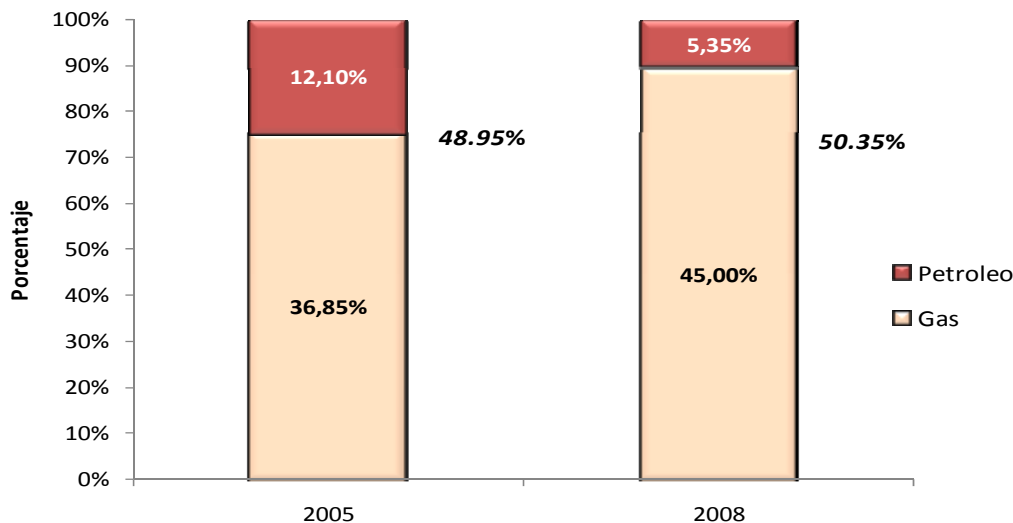
Gráfico 13. Participación de los hidrocarburos en las exportaciones



FUENTE: INE

¹³ A BG Comgas se dejó de exportar en enero de 2008 y a Cuiabá en julio del mismo año.

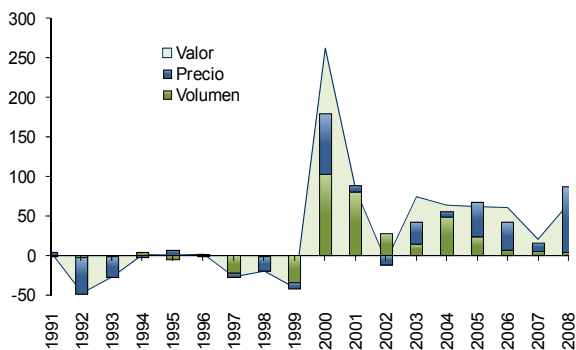
Gráfico 14. Composición de la participación de las exportaciones de hidrocarburos



FUENTE: INE

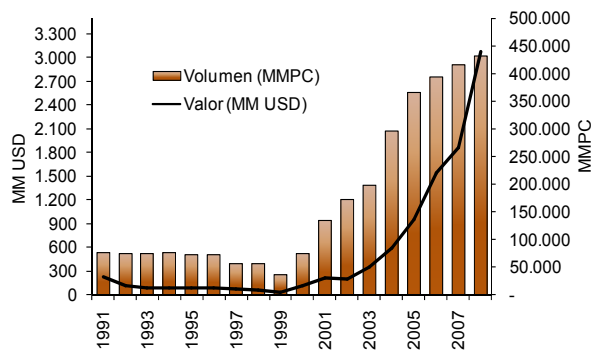
El gráfico 15 refleja el comportamiento de la tasa de crecimiento del valor de las exportaciones de gas natural entre 1990 y 2008. Se puede observar que el salto en el 2000 tiene su origen en una combinación de mayores volúmenes (inicio de la exportación a Brasil) y mayores precios pagados por Brasil respecto a los que estaban vigentes con Argentina. Asimismo, se puede identificar que las altas tasas de crecimiento registradas desde 2004 (superiores al 60% anual) se explican por la elevación constante del precio, a excepción del 2004, en que se explica en parte por el aumento significativo de las exportaciones a la Argentina.

Gráfico 15. Tasa de Crecimiento de las Exportaciones de Gas Natural en Valor, Volumen y Precio



FUENTE: YPFB

Gráfico 16. Evolución de las Exportaciones de Gas Natural en Valor, Volumen y Precio



Por su parte, el gráfico 16 permite apreciar la evolución de las exportaciones del gas boliviano, cuya tendencia desde el 2000 en precio y volumen es al alza constante con saltos en el volumen en los primeros años por la demanda creciente del Brasil, mientras que el precio aumenta significativamente desde 2003, gracias al comportamiento del precio del barril del crudo.

El cuadro 8 muestra cómo el valor de las exportaciones de gas natural al Brasil ha tenido un incremento de casi 24 veces entre 2000 y 2008. Desde julio de 1999 a diciembre de 2008, los precios del gas natural de exportación se han incrementado en aproximadamente 538%, de 1,2319 \$us/MMbtu a 7,8542 \$us/MMbtu. Este incremento se debe al alza de los precios internacionales y por otro, al incremento en el precio base acordado para el período julio1999–marzo 2001, en el contrato con el Brasil.

Cuadro 8
Exportaciones de Gas Natural

Años	Brasil		Argentina	
	Volumen MM PC	Monto MM \$us	Volumen MM PC	Monto MM \$us
1972-1979			430.963	405
1980-1989			775.709	3.083
1990-1999*	14.136	15	660.814	1.092
2000	74.224	120	666	n.d
2001	133.840	221	1.528	n.d
2002	168.995	206	3.965	n.d
2003	195.624	360	3.011	n.d
2004	268.310	541	28.256	49
2005	305.609	794	61.425	163
2006	329.141	1.260	65.312	281
2007	356.625	1.536	59.557	326
2008	400.311	2.781	32.537	307

Fuente: YPFB

*Para Brasil el dato corresponde solamente a 1999.

Las exportaciones a Argentina muestran una disminución significativa en los primeros años de este siglo, cuya recuperación comienza desde 2004, por la renovación del contrato, aunque es recién desde 2006 que se percibe la recuperación por el efecto precio del nuevo contrato, como se explica más adelante.

En 2008 el volumen de gas natural exportado al Brasil mantuvo un crecimiento positivo de 12,2% llegando a una exportación total de 400.311 MMPC, pese a la suspensión de las exportaciones a la termoeléctrica Cuiabá y de las exportaciones al contrato de BG Comgas, caída que fue compensada por las exportaciones del contrato GSA¹⁴. Por su parte, y como evidencia el gráfico 17, ya en 2007 el volumen enviado (y suscrito en 2006) a la Argentina tuvo un crecimiento negativo de 8,8%, mismo que se acentuó en 2008 con una tasa de 45,4%. Esto refleja el efecto de la caída en la producción de gas natural desde mediados de 2007, debido a que después de priorizar la demanda interna para su destino, se dio prioridad al Brasil y cada volumen extra demandado de dicho país se restaba a la exportación hacia Argentina.

Por otro lado, aunque la crisis económica mundial (iniciada en el mes de septiembre de 2008) derivó en un efecto directo sobre los precios del petróleo por el lado de la demanda y por ende

¹⁴ Los contratos con BG Comgas y Cuiabá no son en firme y por lo tanto, se puede suspender el envío de gas cuando el contrato GSA requiera mayores volúmenes de este hidrocarburo.

sobre los precios del gas natural de exportación y el valor exportado a nivel mundial, esta no fue la situación en el caso boliviano, debido al ajuste trimestral de precios de exportación de gas natural que rige en el país. Por su parte, los precios de exportación mantuvieron un comportamiento ascendente de 6,95 USD/MPC y 9,43 USD/MPC, para Brasil y Argentina respectivamente.

Gráfico 16. Exportación de Gas Natural al Brasil

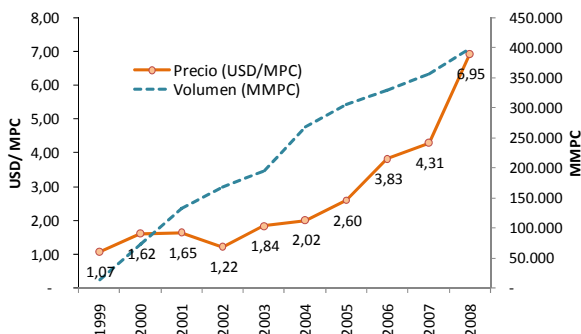
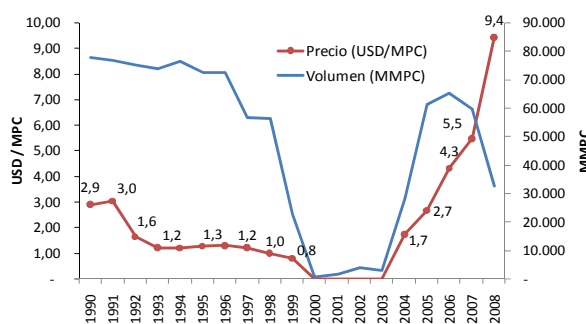


Gráfico 17. Exportación de Gas Natural a Argentina



FUENTE: YPFB

Nota: El precio de los años 2000-2003 no es cifra disponible.

El Convenio Temporario de Compra -Venta de Gas Natural a Argentina firmado en abril de 2004 y con una duración de 6 meses, se extendió mediante una Adenda, la cual amplió el plazo del contrato hasta finales del año 2005. Los volúmenes exportados durante el 2004 alcanzaron a 3,72 MMm3d, siendo el máximo establecido en la adenda 6,5 MMm3d. El precio de exportación de Gas Natural a Argentina durante los primeros seis meses de exportación fue de 1,74 \$us/MPC.

La Adenda al Contrato estableció que el precio de exportación sea igual al precio de exportación de Gas Natural a Brasil (en Río Grande) menos la tarifa de compresión, con esta modificación, el precio promedio para el 2005 fue de 2,70 \$us/MPC.

En octubre de 2006 se firmó un importante acuerdo de venta de Gas Natural a la Argentina que se consolidó con un nuevo contrato en julio de 2007. Los volúmenes comprometidos son de 27,75 MMm3d. En principio este contrato posibilita la venta de hasta 7 MMm3d los primeros años hasta llegar a un volumen máximo el 2010, no obstante el volumen exportado en 2007 fue solamente de 3,3 MMm3d.

El contrato de venta de gas natural a la Argentina suscrito en octubre de 2006 permitió incrementar el precio a la Argentina. Del 1 al 14 de julio de 2006 el precio de exportación a la Argentina fue de 3,9186 \$us/MMBTU, a partir del 15 de julio de 2006 se incrementa a 5 \$us/MMBTU.

Petróleo

Como se indicó anteriormente, la mayor parte de petróleo y condensado que produce Bolivia se consume en el mercado interno y la exportación se la realiza a través del oleoducto de Arica. No obstante, éstas muestran un comportamiento al alza, tanto en volumen como en valor entre 2000 y 2006, con un decremento en los últimos dos años 2007 y 2008 (Cuadro 9). Es notorio que el

crecimiento hasta 2006 es mucho más significativo en valor (852%) que en volumen (291%), reflejando el impulso dado por la tendencia del precio internacional del crudo a la exportación de éste.

Cuadro 9
Exportación de Petróleo

Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007(p)	2008(p)
Volumen (en MBbbls)	1.195,4	1.606,2	2.198,6	2.912,9	3.829,3	4.870,0	4.676,5	3.205,9	2.398,1
Valor (en MMUSD)	36,2	47,3	62,3	95,8	171,5	313,7	344,7	267,9	300,3

Fuente: BCB

4 Perspectivas y Recomendaciones

La demanda mundial por petróleo y gas natural crece a un ritmo sin precedentes, por lo que los precios de los hidrocarburos han mantenido una tendencia creciente los últimos años, situación que favorece al desarrollo del sector hidrocarburos y a los ingresos fiscales del país, a pesar del subsidio al precio de los derivados como el GLP y el Diesel Oil. Adicionalmente, la situación geográfica de Bolivia y los potenciales mercados de la región, permiten que el sector se perfiló como el principal exportador del país.

En ese contexto, la Estrategia Nacional de Hidrocarburos plantea en el upstream una fiscalización más permanente de todas las operaciones, evaluando los planes de desarrollo y programas de trabajo y presupuesto, controlando la evolución de los reservorios y aplicando las medidas ambientales necesarias con una permanente capacitación para el personal de YPFB.

Por otro lado, el cambio de la matriz energética de Bolivia con el fin de sustituir el consumo de diesel y GLP por gas natural es una política también propuesta en la Estrategia Nacional de Hidrocarburos, que permitirá simultáneamente masificar el consumo de un energético abundante y limpio a la vez que reduce el consumo de combustibles más escasos y menos amigables con el medioambiente. A mediano plazo esto permitirá inclusive terminar con la política de mantenimiento artificial de los precios de los derivados, disminuyendo las subvenciones y desincentivando el contrabando.

En el ámbito fiscal, la extrema importancia del sector para los ingresos del Estado obliga a diseñar políticas de largo plazo que permitan reducir la dependencia del Estado a los ingresos generados por un sector cuyos precios están en función a la volatilidad de los precios internacionales.

Es necesario mencionar que la nacionalización, establecida por el DS 28701, dio lugar a una participación activa del Estado en la industria de los hidrocarburos a través de YPFB, que hasta el momento se está consolidando. En el upstream YPFB participa activamente debido al nuevo marco contractual con las actuales operadoras, la mayoría accionaria de YPFB en Chaco y Andina y los proyectos futuros con Petroandina SAM. Por otra parte, en el downstream YPFB Refinación se hace cargo casi de la totalidad de esta actividad a nivel nacional y con la adquisición de Transredes y CLHB las actividades de transporte y almacenaje son controladas por YPFB.

Respecto a la comercialización. YPFB es el único comercializador, tanto a nivel interno como externo, sin embargo, este proceso aún está en sus fases iniciales, ya que aún siguen vigentes las normas que permiten a operadores privados en la comercialización minorista de carburantes, aunque YPFB ya se ocupa de las redes de gas domiciliario.

Finalmente, el MHE, está llevando a cabo importantes reformas institucionales. Estas reformas consisten en contar con una institución que genera políticas públicas y estrategias energética que es el MHE, YPFB como empresa operadora y la Agencia Nacional de Hidrocarburos como institución dedicada a la fiscalización del sector.

Referencias

Obras

Arenas, M. et.al. (2008) Introducción a la industria de los hidrocarburos. Cámara Boliviana de Hidrocarburos, Plural editores, La Paz.

Hoz de Vila, V. (1988) Petróleo. Referencias y su Legislación en Bolivia. Los Amigos del Libro, 2da edición, Cochabamba.

Instituto Francés de Petróleo (Varios autores) (2002) Recherche et production du Pétrole et du Gaz. Réserves, coûts, contrats. Editions Technip, Paris.

Royuela, C. (1996) Cien años de hidrocarburos en Bolivia. Los amigos del Libro, Cochabamba.

UDAPE (Varios Autores) (2005) Sector Hidrocarburos (1990-2004). Serie Documentos de Estructura, La Paz.

Vargas, A. (1996) YPF. Entre Nacionalistas y Liberales. Los Amigos del Libro, La Paz-Cochabamba.

Publicaciones Periódicas

Energy Press (Varios Números)

Petróleo y Gas (Varios Números). Cámara Boliviana de Hidrocarburos

UDAPE (2007) Dossier Estadístico.

YPFB (1998-2006) Informes Mensuales y Bimensuales de la VPACF.

Páginas electrónicas consultadas

Banco Central de Bolivia. www.bcb.gov.bo

Cámara Boliviana de Hidrocarburos. www.cbh.com.bo

Energy Information Agency. www.doe.gov

St. Louis Federal Reserve. www.research.stlouisfed.org/fred2/series/GASPRICE

Superintendencia de Hidrocarburos. www.superhid.gov.bo

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos. www.ypfb.gov.bo

Bolivia Legal. www.bolivialegal.com

BOLIVIA RED DE OLEODUCTOS

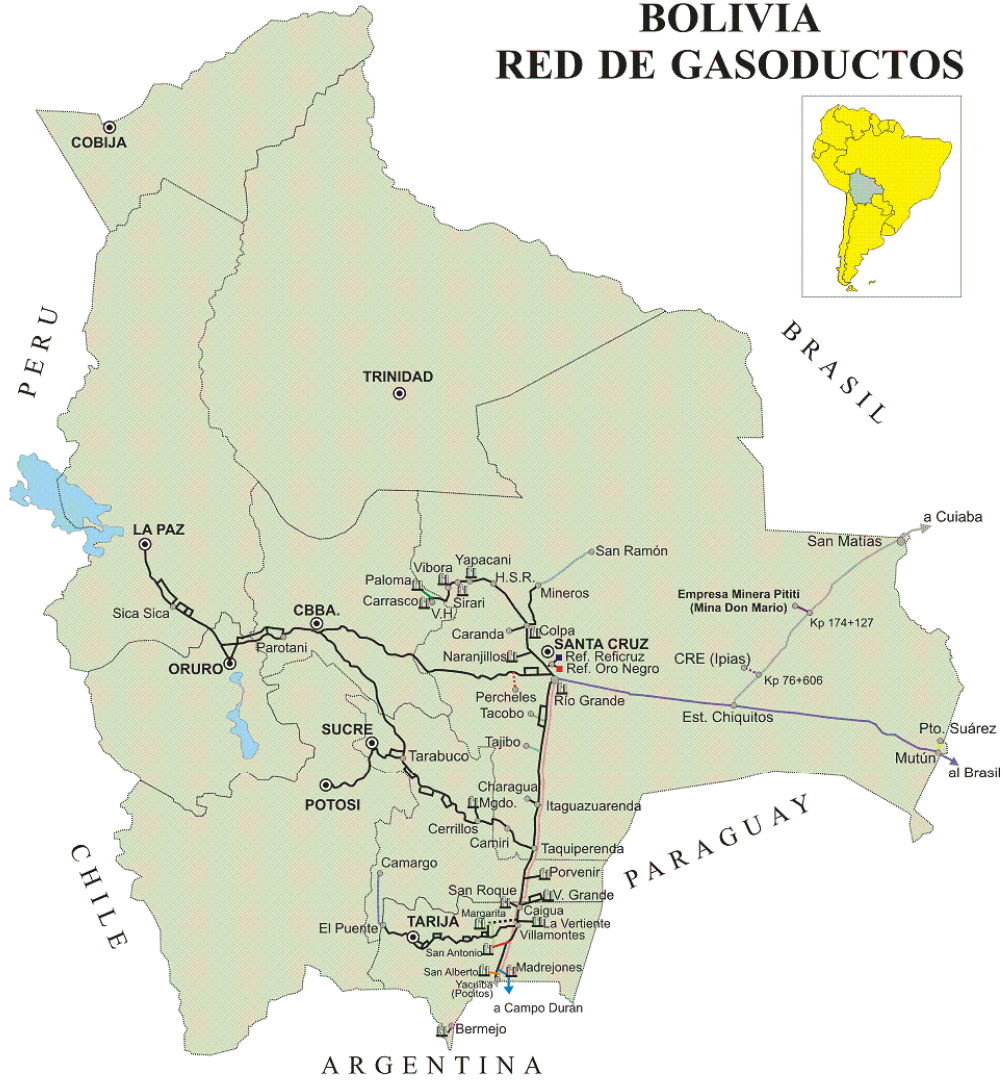


	Concesionario	Longitud	
	En Operación	Transredes S.A.	2,028 Km
	En Operación	YPFB (Opera Transredes)	212 Km
	En Operación	Petrobras (Lateral)	25 Km
	En Operación	Transredes	247 Km
	En Operación	Petrobras (Lateral)	26 Km
	En Construcción	Maxus Bolivia Inc (Lateral)	50 Km
	En Operación	Oro Negro S.A. (Ducto Menor)	0.3 Km

FUENTE: SUPERINTENDENCIA DE HIDROCARBUROS

Anexo 2

BOLIVIA RED DE GASODUCTOS



	Concesionario	Longitud
	Transredes S.A.	2,562 Km
	Gas TransBoliviano	557 Km
	Petrobras (San Alberto)	25 Km
	Gas Oriente Boliviano S.R.L.	360 Km
	Repsol (Maxus Bolivia Inc.)	12 Km
	Prefectura de Chuquisaca	71 Km
	Comsur	110 Km
	Repsol (Maxus Bolivia Inc)	48 Km
	Petrobras Bolivia Transportes	17.5 Km
	Transierra S.A.	431 Km
	Petrobras (San Antonio)	20 Km
	Empresa Minera Paititi	4.5 Km
	Pluspetrol (Madrejones)	19.6 Km
	Pluspetrol (Tajibo)	12.8 Km
	Pluspetrol (Tacobo)	20 Km
	Chaco (Percheles)	6 Km
	CRE (Ipias)	0.2 Km
	Chaco	0.2 Km
	Reficruz	0.47 Km
	Oro Negro S.A.	0.26 Km

FUENTE: SUPERINTENDENCIA DE HIDROCARBUROS

Anexo 3



BOLIVIA RED DE POLIDUCTOS



	Concesionario	Longitud
	En Operación CLHB (Concesión extraordinaria en proceso)	1,469 Km
	En Operación Empresa Boliviana de Refinación (Concesión extraordinaria en proceso)	40 Km
	En Operación Discar S.R.L. (Ductos Menores c/u aprox. de 1.3 Km)	2.6 Km

FUENTE: SUPERINTENEDENCIA DE HIDROCARBUROS

Anexo 4

Distribución geográfica de la administración de de YPFB

Estructura de YPFB	Sede
Directorio	Ciudad de La Paz
Presidencia Ejecutiva	Ciudad de La Paz
Vicepresidencia de Administración, Contratos y Fiscalización	Provincia Gran Chaco del Depto. de Tarija
Gerencia Nacional de Fiscalización	Provincia Gran Chaco del Depto. de Tarija
Centro Nacional de Información Hidrocarburífera	Provincia Gran Chaco del Depto. de Tarija.
Vicepresidencia Nacional de Operaciones	Ciudad de Santa Cruz
Gerencia Nacional de Exploración y Explotación	Municipio de Camiri en el Depto. de Santa Cruz
Vicepresidencia de Operaciones con las siguientes Gerencias:	
Gerencia de Industrialización	Ciudad de Cochabamba
Gerencia de Ductos y Redes de Gas	Ciudad de Sucre
Gerencia de Comercialización	Ciudad de La Paz

Fuente: Ley N° 3058 de 17 de mayo de 2005