

Universidad Mayor de San Andrés
Facultad de Ciencias Económicas y Financieras
Carrera de Economía



TESIS DE GRADO

“La Renta Petrolera en Bolivia”

Postulante: Bryam Daza Vicker.

Tutor: Dr. Fernando Untoja.

Relator: Boris Quevedo.

La Paz – Bolivia
2013

Índice

Introducción

1. Planteamiento del Problema

1.1.a Marco Teórico

1.1.b Metodología

1.1.c Delimitación Temporal

2. Formulación de la Hipótesis

2.a Hipótesis Central

2.b Hipótesis Secundaria

2.c Objetivos

3. Capítulo I

“Análisis de la política de Hidrocarburos en Bolivia, periodo de capitalización (2000-2005) y posterior nacionalización (2005-2010)”

3.1 Primera Sección: Antecedentes de la Capitalización (2000-2005)

3.1.a Introducción

3.2 Análisis de la Privatización (Ley 1689)

3.2.a La Regalía Petrolera

3.2.b Tipos de Regalías: Alícuotas y su Distribución

3.2.c Valoración de los Hidrocarburos para el Pago de Regalías

3.2.d Forma de Pago

3.2 Segunda Sección: El Proceso de Nacionalización (Mayo 2005-2010)

3.2.a Antecedentes

3.2.a.1 Análisis del Proceso Nacionalizador (Ley 3058)

3.2.a.2 La Comercialización

3.2.a.3 Los Precios

3.2.a.4 Regalías y Participaciones

3.2.a.5 Pago de Regalías en Especie

3.2.b Contratos Petroleros y Pago de Regalías

3.2.b.1 Base Imponible y Alícuota

3.2.c Los Problemas del IDH

3.2.c.1 Insostenibilidad del IDH

3.2.c.2 IDH Como Sustituto de la Regalía

3.2.d Política de Precios de Hidrocarburos en Bolivia

3.2.d.1 Petróleo

3.2.d.2 Gas Natural

3.2.e La Necesidad de Refundación de YPFB

3.2.e.1 YPFB y los Contratos Petroleros

4. Capitulo II:

“Experiencias de Análisis sobre la Renta Petrolera en Bolivia”

4.1 Primera Sección:

“Análisis Government Take Comparado”

4.1.a. Los Términos de Relacionamiento entre Estado y el Inversionista

4.1.a.1 Estructuración Sectorial y Características del Modelo de Gestión

4.1.a.2 Consideraciones Relativas a la Naturaleza Empresarial de YPFB

4.1. b Experiencia Internacional: Lineamientos de Estructuración Sectorial Aplicados en Bolivia, Colombia y Perú

4.1.b.1 Régimen Económico: Estructura Impositiva y Análisis Comparado Internacional

4.1.c Evaluación de la Renta Económica y Resultados

4.1.c.1 Características y Supuestos del Modelo “Government Take”

4.1.c.2 Resultados Obtenidos

4.1.c.3 Mercado Interno y Producción de Petróleo

5. Segunda Sección

“El Sector Hidrocarburos en Bolivia”

5.1.a Evolución del Sector Hidrocarburos en Bolivia

5.1.a.1 Reservas Producción y Mercados

5.1.a.2 precios

5.1.a.3 Sistema Tributario

5.2.a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

5.2.a.1 Sistema Impositivo

5.2.a.2 Adjudicación de Áreas

5.2.a.3 Sistema de Precios en el Mercado Interno

6. Capítulo III:

“Análisis cuantitativo de la renta petrolera en el sector Hidrocarburífero de Bolivia (2000-2010)”

a. Metodología Utilizada

b. Descripción y Fuentes de las Variables Usadas en el Modelo

6.1 Primera Sección:

6.1.a “Marco Empírico y Análisis de la Renta Petrolera en Bolivia”

6.1.a La Renta Petrolera de largo Plazo en Bolivia

6.1.b La Renta Diferencial en el Sector Hidrocarburos de Bolivia

6.1.c Cuantificación de la Renta Petrolera a Largo Plazo en el Sector Petrolero de Bolivia

6.1.d Modelo Econométrico

6.2 Segunda Sección: Conclusiones y Recomendaciones

6.2 Conclusiones

6.3 Recomendaciones

6.4 Anexos

La Renta Petrolera en Bolivia

Introducción:

La economía boliviana para ser descrita debe ser analizada desde el punto de vista de su producción y ligada directamente con el mercado internacional, resaltando de esta forma dos sectores importantes de la economía nacional; una ligada con los **Productos tradicionales de explotación (minería e hidrocarburos)** y otra con los **Productos no tradicionales de producción (castaña, amaranto, textiles, etc.)** que por las características nuevas que presenta se la denomina de ésta forma.

El presente trabajo de investigación establece el análisis de los productos tradicionales de explotación y producción, sobre todo hace énfasis en la producción hidrocarburífera, para la cual se realizará una descripción de dicho sector.

Las características esenciales que presenta el sector hidrocarburífero, en Bolivia, relacionada con la cadena productiva que la comprende se divide dos:

UPSTREAM: Que comprende la exploración y explotación de yacimientos.

DOWNSTREAM: Que comprende la distribución y comercialización.

Ésta regulada debido a que son monopolios naturales (transporte por ductos), son pocos productores (refinación) o los precios no responden a la libre oferta y demanda.

El transporte por ductos en Bolivia:

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

Refinación de hidrocarburos: La refinación es la separación del crudo en varios productos, que funcionan a través de un proceso de destilación de los productos, al alcanzar una temperatura (PRODUCCIÓN).

Distribución y comercialización de hidrocarburos: En Bolivia rige la libre comercialización interna de hidrocarburos y derivados (solo en la distribución minorista), aun que los precios están regulados por la agencia nacional de hidrocarburos.

La estructura de los precios en materia Hidrocarburífera (para el mercado interno) se ve afectada por las leyes que se implementan en el sector. El DS.Nº27691 (19/agosto/2004) 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 365 días del WTI menos de 6,29 usd por barril.

Y la estructura de precios de exportación ¹se ve afectada por los contratos con cada uno de los mercados a los que se llega.

Dentro el marco institucional y legal implementado en éste sector podemos hacer mención del Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE), como ente normador, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) como ente fiscalizador, regulador y de control y Yacimiento Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) como empresa estatal.

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.

Regalías y participaciones: Las regalías son una compensación económica obligatoria que se paga al Estado por la explotación de sus recursos naturales no renovables; La base imponible de las regalías es el valor de producción, sobre el cual se grava un 18%; que está distribuido en:

¹ Precios contractuales

- 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)

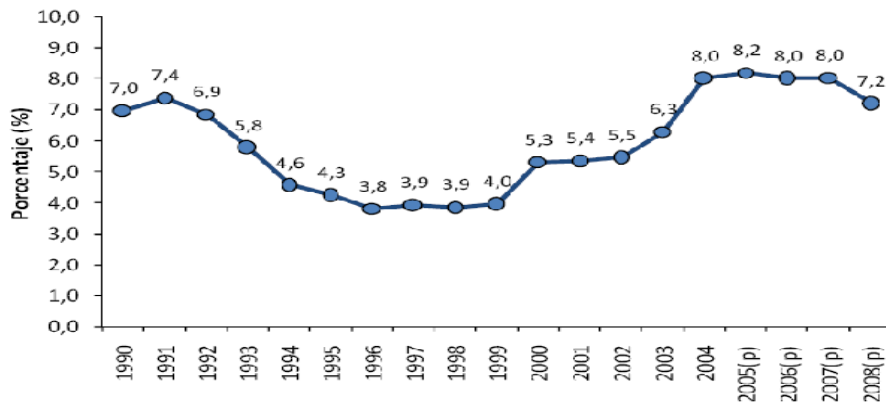
El cual dentro de esta compensación económica (regalía) el sujeto pasivo es YPFB. Una vez ya descrito el sector Hidrocarburífero y su participación en la economía Boliviana, podemos identificar el tema haciendo énfasis en la actividad más relevante que para el Estado Boliviano representa mediante las cargas impositivas o la denominada Renta Petrolera, dicha renta será el centro de análisis de esta investigación

I: Planteamiento del Problema

Estructura impositiva del Downstream: En el downstream, el Impuesto Específico a los Hidrocarburos y sus derivados es el más importante por monto de recaudación (creado por Ley 843 y modificado con la Ley 2493), esto dentro el marco del cambio de estructura, la primera con características liberales y la segunda bajo nacionalizaciones (2000-2010); en cada una de estas las cargas impositivas fueron modificadas por ley (Ley 1689 de privatización) (Ley 3058 de Nacionalización).

Participación del Sector Hidrocarburos en el PIB

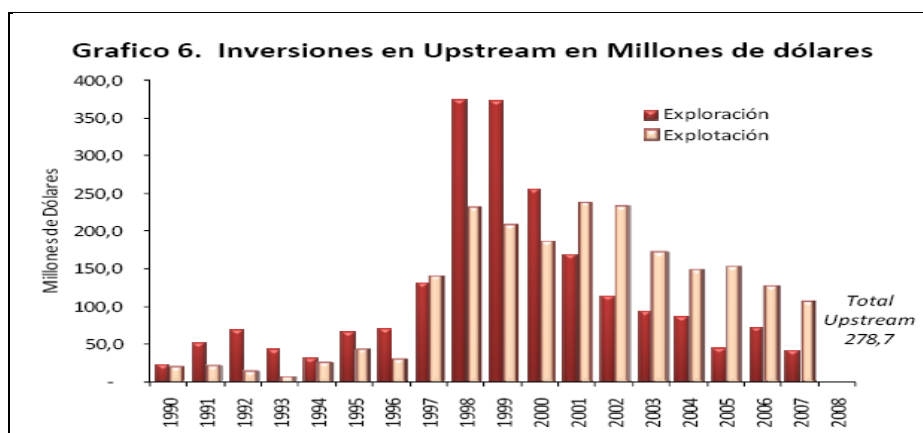
La participación del sector en PIB puede ser analizada en 3 momentos, el período anterior a la capitalización, el período de la capitalización y el período de reformas a partir de la Ley 3058.



El gráfico refleja que en el periodo 1990-1997, el PIB del sector de hidrocarburos 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 revela 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 de petróleo.

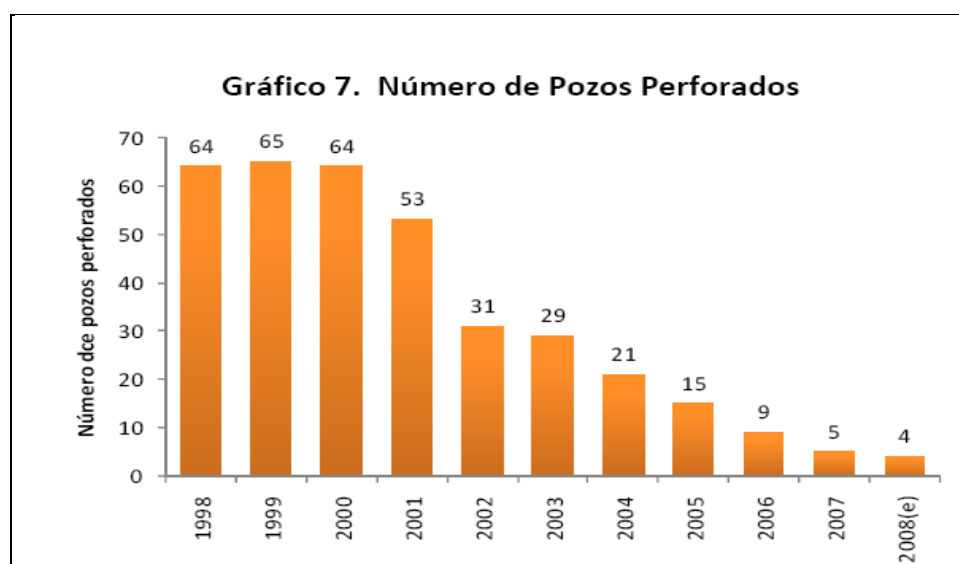
Inversiones en Hidrocarburos:

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.



Fuente: Diplomado en investigación de recursos naturales UPB.

En el anterior gráfico se puede observar 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 YPFB, 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 YPFB, 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. 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 existencia de líquidos libres, entre otras.



Fuente: Fundación Milenio

Una vez descrito el sector que tomará participación en ésta investigación, se puede afirmar que existe una clara dependencia de la inversión de las empresas transnacionales y que por hecho histórico se cuenta con dos

estructuras importantes para el análisis propuesto, una estructura de mercado liberal (2000-2005) y otra de procesos nacionalizadores (2005-2010) el cual recae como problemática la participación del Estado en atracción de mayores cargas impositivas en ambas estructuras, sobre la cual recae la siguiente problemática:

“La dependencia contractual que genera la renta petrolera, provoca una pugna por dicha renta estado vs empresas inversoras “

Esta problemática propuesta se tomará como punto de partida para realizar un diagnóstico de las estructuras de la privatización y la nacionalización; ligada al marco teórico escogido para la consolidación del análisis práctico, ya sea de las leyes, de las experiencias de análisis de las cargas impositivas como también la propuesta del análisis The Governmen Take de este sector.

Al mismo tiempo está relacionada con la caracterización y el comportamiento de la cadena productiva hidrocarburífera boliviana, comparando su comportamiento contractual que tiene el estado boliviano con las empresas inversoras, que por mutuo acuerdo quedan el precio de exportación del producto final y posteriormente una pugna por las empresas inversoras extranjeras y el derecho propietario que mantiene el estado boliviano a través de la estatal YPFB.

a) MARCO TEÓRICO:

Los Fundamentos de la economía energética:

Según Ricardo: Realiza un análisis que involucra la teoría del valor trabajo o de costos de producción como elemento principal para la generación de los precios.

Supuesto.- El papel de la oferta y la demanda queda subordinado para la generación del precio ya que es el coste de producción el que regula el precio de las mercancías de los recursos naturales.

En otras palabras la formación del precio está dirigida por el valor trabajo o costos de producción, lo que significa que la relación oferta, demanda es secundaria para mirada clásica del precio.

Clásicos y la renta.- Es aquella porción del producto de la tierra que se paga al propietario por el uso de la potencia original e indestructible del suelo.

Según K. MARX: Recuerda que las potencialidades del suelo son destructibles por su uso; entonces se redefine a la renta como aquella porción del producto de los recursos naturales que se paga o transfiere a sus propietarios por el uso de sus potencialidades.

Marx cambia “**porción del producto**” por “**valor abstracto**”. La Renta de la tierra surge como una condición social e histórica, la propiedad de la tierra, y de un hecho técnico/natural, la productividad diferencial del trabajo, ante cada vez peores condiciones de la tierra (o de yacimientos).

Las condiciones naturales de producción son la base material para la discontinuidad de la oferta, pues en los yacimientos se puede recuperar una cantidad fija que coloco allí la naturaleza con incluso calidades diferentes del producto.

En la hipótesis de Ricardo se indica que el último yacimiento es una tierra de frontera (todavía sin dueño).

Marx.- Realizo una crítica a Ricardo ya que indica que esta hipótesis es irreal y planteo su “**teoría de la renta absoluta**”.

Marx observa que si existe el derecho general sobre la tierra e indica que es una regla del juego capitalista (derecho de propiedad).

Si la sociedad requiere más unidades de producción, el precio de mercado debe ser superior al normal. El ingreso de los propietarios atribuible a esta condición, Marx la denomina “**RENTA ABSOLUTA**”, pues no depende de la productividad diferencial del trabajo sino de la posesión absoluta de la tierra.

En este punto se puede decir que existe RENTA ABSOLUTA simplemente cuando el precio regulador del mercado (PRM) es mayor que el precio de producción en tal caso:

$$RA=PRM-PP$$

Resultará que se hable en términos de precio y de mercado, no de valor social o de tiempo de trabajo individual.

Si partimos de una oferta discontinua de yacimientos energéticos nos encontramos ante una situación donde el propietario del último yacimiento (el marginal), exigirá derecho de acceso (una renta absoluta) y se colocará el precio por encima y por tal caso el propietario del yacimiento marginal ejercerá su capacidad de exclusión sobre su propiedad, y el mercado otorgará a cambio un precio mayor al del mercado (este hecho social e histórico se denomina “LA DISTRIBUCIÓN DEL EXCEDENTE”).

Nota: La magnitud de la RENTA ABSOLUTA dependerá de la elasticidad o pendiente de la función de demanda.

Si partimos de la definición de Ricardo, del precio de monopolio;”como aquellos bienes en los cuales ningún trabajo puede aumentar la cantidad de los mismos” nos encontramos ante una renta de monopolio. Es claro que en la formación del precio no solo incide la oferta, sino también las condiciones sociales y técnicas mediante las cuales se organiza la producción; por ende la demanda debe ser considerada; por ello la demanda incrementa y por tanto la renta absoluta, ante condiciones de existencia del recurso con el yacimiento X, ante una demanda inelástica; implica la formación de un nuevo precio con el incremento del nuevo precio.

En resumen el precio y por ende La Renta Petrolera está formada por:

- TIEMPO O COSTO DE PRODUCCIÓN.
- UNA DETERMINADA ACUMULACIÓN DE CAPITAL Y POR CONSIGUIENTE LA DISTRIBUCIÓN DEL INGRESO.

- Y POR LA DETERMINADA FORTALEZA O DEBILIDAD DE LA RELACIÓN DE PROPIEDAD EXISTENTE.

b) METODOLOGÍA:

La metodología utilizada en esta investigación se basará en el método del **materialismo dialéctico** que consiste en un modelo explicativo acerca de la forma de producción del conocimiento. Este modelo gira en torno a controversias ideológicas cuyas posiciones determinan un enfoque sobre el que se diseña la investigación científica de los fenómenos sociales. La postura epistemológica del materialismo dialéctico contiene un marco teórico que permite generar el análisis de lo social: El materialismo histórico. Para el materialismo dialéctico el conocimiento social sólo se produce mediante el análisis de las contradicciones en el nivel concreto de la práctica, del día a día, nunca en el nivel subjetivo. El conocimiento se justifica con relación a la praxis social concreta; por la utilidad social; por la solución de conflictos de grupos sociales específicos, en determinadas coyunturas históricas.

c) DELIMITACIÓN TEMPORAL:

La serie de años para esta investigación son desde el 2000 al 2010, ya que en estos años podemos observar que un sector privatizado pasó a una administración pública, denominado proceso de “Nacionalización”

II. Formulación de la Hipótesis:

a) Hipótesis Central:

Argumentación.- La siguiente hipótesis se basa en explicar si se queda o no la renta petrolera en el país, generada por toda la cadena productiva hidrocarburífera. Por ello se afirma que:

“Los beneficios generados por los excedentes económicos Hidrocarburíferos, traducidos en la Renta Petrolera, corresponden a las Empresas Transnacionales Inversoras y no así al Estado Boliviano”

b) Hipótesis secundaria:

“La obtención de la Renta se traduce en la capacidad de inversión en explotación de recursos hidrocarburíferos que las Empresas Transnacionales mantienen ante un Estado con precarios niveles de inversión en esta área productiva”

c) Objetivos:

Objetivo general

- Realizar un estudio de la Renta Petrolera, tomando en cuenta las normas vigentes y derogadas del sector, encontrar indicadores que nos ayuden a responder la Hipótesis propuesta en esta investigación y de esa forma generar un modelo econométrico que valide dicha investigación.

Objetivos específicos:

- Aplicar la teoría económica escogida para realizar un estudio que nos ayude a identificar quien es realmente el agente económico que se beneficia en su totalidad de la Renta petrolera.
- Realizar un estudio económico-jurídico para contrastar las acciones del gobierno de mantención del derecho propietario de la Renta petrolera ante las empresas transnacionales.

- Analizar la relación caso boliviano frente a la teoría de generación de las Renta que nos muestra David Ricardo.
- Realizar el análisis “The Government Take” para el caso boliviano comparado
- Proponer un modelo econométrico que valide el análisis propuesto en base a la teoría económica escogida.

CAPÍTULO 1

Análisis de la Política Hidrocarburífera en Bolivia, Periodo de Capitalización (2000-2005) y Posterior Nacionalización (2005-2010)

Introducción

El presente capítulo presenta dos secciones, las cuales analizarán las políticas implementadas en el área hidrocarburífera, haciendo énfasis en los periodos mencionados. Pero como una reseña histórica de este sector tenemos antecedentes de dos intentos de Nacionalización en la historia de YPF, el cual comienza sobre la caducidad de las concesiones de la Estándar Oil,² por defraudación fiscal en contra del Estado, que tiene como fundamento Jurídico en la clausula 18 del contrato de 1920³ que se pactó entre esta empresa y la estatal YPF.

Por otra parte también se observa en la historia de procesos Nacionalizadores al llamado “Día de la dignidad Nacional”, que conjuntamente con el apoyo de las fuerzas armadas se pudo Nacionalizar la empresa petrolera Bolivian Gulf, el cual fue forzado por el mandato del punto N°1 del Mandato Revolucionario del 26 de septiembre de 1969 donde se demanda la aseguración de la soberanía de la Nación.

Por otro lado también encontramos procesos de capitalización en la Historia del sector, y por el cual se observa una oscilación entre la aplicación de políticas con carácter netamente estatistas y otras políticas de carácter netamente de economía de mercado, es por ello que esta “Tercera Nacionalización” como se la denomina en YPF debe ser reflexionada y observada para definir si este proceso Nacionalizador no es solamente una oscilación de las políticas públicas, sino una verdadera política a favor del Estado boliviano y de la economía nacional.

² Empresa transnacional que defraudó al Estado boliviano.

³ Manuscrito del acta de la Novena Sección del Directorio de YPF, de 26 de febrero de 1937

Primera Sección

Antecedentes de la Capitalización (2000-2005)

Durante el gobierno de Gonzalo Sánchez de Lozada (en su primer gobierno 1993-1997) se desplegó todo un proceso en el cual los agentes económicos privados asumieron la propiedad efectiva de las cinco empresas estatales más importantes de Bolivia. (Ver cuadro 1)

Cuadro 1: Empresa capitalizada y Empresa Compradora

Empresa capitalizada (Privatizada)	Empresas compradoras	Fecha
Empresa Nacional de Electricidad (ENDE)	*Dominion Energy (USA) *Energy Initiatives (USA) *Constellation Energy (USA)	29/06/1995
Empresa Nacional de Telecomunicaciones (ENTEL) Lloyd Aéreo Boliviano (LAB) Empresa Nacional de Ferrocarriles (ENFE)	*Euro Telecom Internacional-Stel (Italia) *VASP (Brasil) *Cruz Blanca (Chile)	28/09/1995 19/10/1995 14/12/1995
Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)	*Repsol-YPF (España) *Amoco (USA) *Enron (USA) *Shell (Inglaterra)	05/12/1996

Fuente: Elaboración CEDLA con base de la Superintendencia de Pensiones, Valores y Seguros

Lo que debe ser recalcado es que la privatización no traspasó la propiedad estatal a inversionistas bolivianos, como se ve en el cuadro las empresas transnacionales son las que asumieron el dominio de estas empresas administradas por el Estado Boliviano.

Lo que motivó a éste proceso fue que durante la década de los setenta y ochenta, el mundo desarrollado atravesaba una crisis de sobreacumulación: la concentración de capital había producido una disminución en la tasa de ganancia mundial, lo que desencadenó una serie de presiones por parte de las empresas con alta concentración de recursos hacia sus gobiernos para que impongan políticas contrarrestantes a ésta contracción y declinación; la necesidad de estos Estados por restituir los niveles de ganancia empresarial coincidió, por ejemplo , con la crisis de la deuda externa latinoamericana. Esto

permitió que los organismos de regulación mundial (FMI-BM) *sugirieran* aplicando políticas de ajuste estructural con el objetivo de privatizar los activos públicos de países como Bolivia; de esa manera la sobreacumulación encontraría un canal que destrababa la revalorización del capital, permitiendo que éste –asumiendo el dominio de aquellas empresas que fueron Estatales- las utilizara de manera rentable. Este proceso es el que vino a llamarse acumulación por desposesión. (Harvey, 2004: 1999)⁴

1.a Proceso de privatización en YPFB

Para que la adquisición de la empresa nacional se realice; primero:

Se crearon condiciones ventajosas para el capital transnacional y de forma paralela, se mostró a la población que la capitalización era favorable para el país.

Al final, el valor en libros de activos, declarado por el gobierno en el momento de la privatización de YPFB (1996), fue fijado en 384,2 MM \$us, cifra que no tiene relación con los 1132,69 MM \$us de activos netos que se demuestran en el informe financiero de YPFB al 1° de Enero de 1994.

El proceso de privatización fue complejo, las unidades destinadas a su capitalización fueron divididas en tres empresas, dos dedicadas a la exploración y explotación y una dedicada a la comercialización (Cuadro 2).

Cuadro 2: Resultados del proceso de privatización (En millones de dólares estadounidenses)

Empresa Privatizada	Empresa Adjudicataria	Valor de libros (millones de \$us)	Valor de Venta (millones de \$us)
Empresa Petrolera Andia S.A.	YPF-Perez Compac (Repsol YPF); Pluspetrol Bolivia	130,4	264,8
Empresa Petrolera Chaco S.A.	Amoco Bolivia Petroleum Company (British Petroleum)	156,3	306,7
Transportadora Boliviana de Hidrocarburos	Enron Transportadora (Boliva S.A.) - Shell Overseas	97,3	263,5
Total		384,2	835

Fuente: Elaboración CEDLA con base en datos del Ministerio de Capitalización, 1997.

⁴ D. Harley. El nuevo imperialismo. Ediciones Akal. 2004. Pp.199.

Además de reducir la capacidad operativa, la nueva política sectorial expulsó a YPF de cualquier participación real dentro de la cadena productiva de hidrocarburos, esto por el Art. 1 de la Ley 1689 (derogada) *“...para la exploración, explotación y comercialización, YPF celebrará necesariamente contratos de riesgo compartido, por tiempo limitado (30 años), con personas individuales o colectivas, nacionales o extranjeras...”*

Entonces, YPF y su papel dentro de la cadena productiva y del *upstream* específicamente, fue una institución que se convirtió en una oficina administradora de contratos de riesgo compartido, y para las actividades de *downstream* se convirtió en licitadora de concesiones de operación a favor de agentes privados.

Además, durante el Gobierno del Gral. Hugo Banzer Suárez, se privatizaron las dos refinerías más importantes del país (Que se mantenían bajo el control de YPF), por lo que, desde ese momento, toda la cadena productiva de los Hidrocarburos fue controlada por los agentes privados transnacionales; por lo que desde 1996 el instrumento por el cual el Estado ejercía su derecho soberano sobre los recursos hidrocarburíferos dejó de existir.

Es de ahí que los movimientos populares (ahora llamados sociales) en octubre de 2003 y mayo-junio de 2005 demandan la recuperación real del gas natural y del petróleo tras la fijación de un acuerdo de exportación de gas natural hacia el vecino país Chile, denominado “Gas Por Mar”; donde estos movimientos demandan la refundación de YPF afirmando que es la única manera de controlar la generación, apropiación y uso del excedente que estas actividades producen.

Es por eso que desde estos antecedentes históricos de la política hidrocarburífera del país se debe realizar un análisis de la Ley 1689 (vigente en este periodo) para poder enfatizar sobre la base del marco teórico presentado en esta investigación la hipótesis propuesta:

***“Los beneficios generados por los excedentes económicos
Hidrocarburíferos, traducidos en la Renta Petrolera, corresponden a las
Empresas Transnacionales Inversoras y no así al Estado Boliviano”***

Para ello se realizará una definición de la propiedad de los Recursos Naturales⁵ y de la misma Renta Petrolera.

Por tanto con ayuda de estas dos definiciones se procederá a presentar un análisis de la Ley 1689.

2. Análisis de la Privatización (Ley 1689)

La característica esencial del sector, fue que YPFB realizaba la explotación de los recursos Hidrocarbúferos, mediante contratos de asociación con capitales extranjeros, estipulando, de manera estricta, que el derecho propietario de yacimientos y las mercancías Hidrocarbúferas era Estatal (Esto antes de la privatización y la promulgación de la Ley 1689).

Sin embargo, en 1996, con la capitalización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, todos sus gobernantes adscritos al modelo de libre mercado (neoliberal), se empeñó a continuar la política Estatal, pero bajo un dominio de la inversión extranjera directa (capital transnacional).

Desde el Estado y con la promulgación de la Ley 1689 (1996), se desplegó todos los esfuerzos posibles para continuar con la aplicación de esta política hacia este sector que impulsa y protege la propiedad privada del gas natural y del petróleo, difundiendo, de forma paralela el mensaje de que los hidrocarburos son de todos los bolivianos y bolivianas.

El origen de esta contradicción (propiedad estatal-propiedad privada) se encuentra en el carácter de la producción de hidrocarburos, pues, en el yacimiento, los hidrocarburos son recursos naturales que no tienen valor, pero el proceso de explotación, modifica la determinación económica del gas natural y del petróleo; los extrae, los convierte en valores destinados a su realización mercantil, o sea en mercancías.

⁵ **Propiedad de los Recursos Naturales.**- La propiedad sobre algún bien o mercancía, es una relación real y concreta que establece el dominio y la voluntad soberana del Estado como propietario sobre el recurso natural, en el cual se materializa ese derecho propietario.

Esta voluntad soberana se traduce sobre la forma en que como su propietario posee la capacidad de decidir sobre la producción, almacenamiento, comercialización; ya sea a precios solidarios o de mercado, destinarla a la venta en el mercado interno o externo, etc.

Relación real.- Esta relación real se concretiza cuando la Ley otorga el verdadero derecho de explotación, extracción o comercialización sobre algún recurso natural.

La actividad que produce esta transformación es la actividad de la explotación (extracción) de los hidrocarburos, y esta, puede ser desarrollada de dos maneras distintas:

- Que la explotación de los yacimientos hidrocarburíferos sea desarrollada-controlada por el Estado (directa o indirectamente) mediante esta estructura sectorial, la propiedad de los yacimientos y de las mercancías no se modifica, es decir, que el Estado sigue como propietario de dichos recursos.
- Que este proceso sea desarrollado-controlado por agentes económicos privados. La extracción de los recursos este bajo el control del capital transnacional; hace tomar una cosa por otra, pues mientras la Ley garantiza la propiedad Estatal de los hidrocarburos en yacimientos (como recursos naturales), oculta la propiedad privada de los hidrocarburos en cuanto a mercancías este hecho hace y permite que la empresa petrolera asuma como de su propiedad el producto obtenido por el proceso de la extracción, esto sin dejar de respetar la Constitución Política del Estado que indica:

CPE, Artículo 139: Los yacimientos de hidrocarburos, cualquiera que sea el estado en que se encuentren o la forma en que se presenten, son del dominio directo, inalienable e imprescriptible del Estado. Ninguna concesión o contrato podrá conferir la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos. La exploración, explotación, comercialización y transporte de los hidrocarburos y sus derivados, corresponden al Estado. Este derecho lo ejercerá mediante entidades autárquicas o a través de concesiones y contratos por tiempo limitado, a sociedades mixtas de operación conjunta o a personas privadas, conforme a Ley.

En el proceso de privatización, a través de la Ley 1689 y de su forma concreta de aplicación: Contratos de riesgo compartido; respeta el derecho propietario Estatal formal de los yacimientos, es más, el único momento en que la normativa se refiere a este tema es:

Ley 1689 (derogada) Artículo 1: *Por norma constitucional, los yacimientos de hidrocarburos, cualquiera que sea el estado en que se encuentren o la forma en que se presenten, son del dominio directo, inalienable e imprescriptible del Estado. Ninguna concesión o contrato podrá conferir la propiedad de los yacimientos hidrocarburíferos.*

Sin embargo, de inmediato, las empresas petroleras transnacionales asumen el protagonismo y la propiedad real⁶ de los recursos naturales.

Ley 1689 (derogada) Artículo 1: *...El derecho de explorar y explotar los campos de hidrocarburos y de comercializar sus productos se ejerce por el Estado mediante Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos. Esta empresa pública, para la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos, celebrará necesariamente contratos de riesgo compartido, por tiempo ilimitado, con personas individuales o colectivas, nacionales o extranjeras, según las disposiciones de la presente Ley.*

Al comparar estos dos artículos de Ley, se puede evidenciar que, en el momento exacto de la extracción del recurso natural; esto obviamente controlado por las empresas petroleras de capital transnacional, sin que exista ninguna transgresión a la constitución política del Estado y por tanto legal, los hidrocarburos son propiedad de las empresas petroleras extranjeras, esto amparado y protegido por Ley; por el carácter de dependencia de un contrato de riesgo compartido, que tiene las siguientes características:

Contrato de riesgo compartido-clausula tercera.- (Objeto del contrato).- Es facultar al titular para realizar actividades de exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos en el área de contrato bajo los términos y condiciones de este contrato, mediante el cual el titular adquiere el derecho de propiedad de la producción que obtenga en boca de pozo y de la disposición de la misma conforme a las previsiones de la Ley de hidrocarburos. Este contrato confiere al titular la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos "in situ".

⁶ **Propiedad Real.**- Es referida al derecho propietario (exploración, extracción, prospección, almacenamiento, etc.)de algún agente económico, sobre algún recurso natural no renovable y que dicha propiedad real se concretiza con el ejercicio del derecho propietario que otorga la Ley.

Es así que por estos contratos la propiedad de los recursos Hidrocarburíferos se legaliza como privada, y la fe del Estado, es sujeta al cumplimiento de lo convenido.

De esa manera, la producción ha transformado a los recursos naturales en mercancías, en valores destinados a incrementar el capital invertido en la producción mediante su realización, cuyo único propietario es quien planificó el proceso, lo desarrolló y ejecutó, y controla el resultado obtenido, es decir, la empresa petrolera transnacional.

Además la liberalización del sector tiene una visión integral y va más allá de la exploración y explotación; rompe con el monopolio estatal sobre el resto de la cadena productiva de hidrocarburos y privatiza las actividades de comercialización, refinación y exportación.

Objetado esto por lo siguiente:

Ley 1689 (derogada) Artículo 1 "...El transporte de los hidrocarburos y la distribución de gas natural por redes será objeto de concesión (...) a favor de personas individuales o colectivas, nacionales o extranjeras...."

Ley 1689 (derogada) Artículo 44: "La refinación e industrialización de hidrocarburos, así como la comercialización de sus productos; es libre y podrá ser realizada por cualquier persona individual o colectiva, nacional o extranjera..."

De esta forma la empresa Transredes (conformada por las empresas Enron –estadounidense- y Shell –inglesa-) se benefició con el monopolio de la actividad de comercialización. Posteriormente, en 1999, la empresa Petrobras.

Bolivia Refinación S.A. compró las refinerías Gualberto Villarroel (en Cochabamba) y Guillermo Elder Bell (en Santa Cruz), y más tarde, en 2001, la refinería Carlos Montenegro (en Sucre-Chuquisaca), también pasó a manos privadas.

Para tender mejor el proceso de privatización que se dio en nuestro país, debemos explicar el comportamiento de las regalías durante este periodo; para ello partiremos de la definición:

2.a La regalía Petrolera:

Las empresas transnacionales del petróleo conciben a las regalías como una parte de su ganancia que, luego de arriesgar su capital en la explotación de recursos hidrocarburíferos, ceden mensualmente al deficitario Estado Boliviano (periodo de capitalización)

En razón al pago de esta regalía las empresas transnacionales incurren en una supuesta renuncia a una parte de su ganancia, demandando que la Ley del sector establezca una alícuota, lo más baja posible para ellos.

Según los inversores: La regalía es una concesión que se hace para que el propietario de los recursos naturales les permita actuar con toda libertad. Sin embargo, esta definición es incompleta, y, por lo mismo, no explica realmente los determinantes del problema.

Así se puede ver que:

El objetivo del capital que concurre a la industria de los hidrocarburos es la obtención de ganancias a través de la producción de mercancías concretas; en este sentido no se diferencia en nada del objetivo que tiene cualquier otro capital actuando en cualquier otra rama industrial.

Pero se puede justificar que “a causa de la diferente composición orgánica de los capitales invertidos en diferentes ramas de la producción , capitales de igual magnitud ponen en movimiento cantidades muy diferentes de trabajo, también se apropien de cantidades muy diferentes de plustrabajo ⁷o producen masas muy diferentes de plusvalor.⁸

En consecuencia, las tasas de ganancia que imperan en las diversas ramas de la producción son originariamente muy diferentes. Esas diferentes tasas de ganancias resultan niveladas por la competencia en una tasa general de ganancia, que constituye el promedio de esas diferentes tasas de ganancia. La ganancia que con un arreglo a esta tasa general de ganancia, corresponde a

⁷ **Plustrabajo o trabajo excedente.**- Parte de la jornada laboral donde el trabajador produce riqueza para el propietario de los medios de producción.

⁸ **Plusvalor.**-Es la parte del valor que la clase capitalista arranca al trabajador y, por tanto, constituye el fundamento y el origen de la ganancia. (El Capital, Marx, Tomo 1).

un capital de magnitud dada, cualquiera que sea su composición orgánica, se denomina la “ganancia media”.

Sin embargo en el caso del capital invertido en las industrias extractivas, se produce una diferencia fundamental. Aquí, el capitalista obtiene su ganancia a través del uso de ciertas condiciones naturales excepcionales –yacimientos de gas o petróleo-, susceptibles a ser monopolizados, es decir que no todos los capitalistas puedan disponer de condiciones únicas positivas de cada yacimiento, que formen esta ganancia media en una ganancia extraordinaria, a través de beneficios naturales extraordinarios; y separen sus tasas de ganancias de la media social.

El problema para las empresas transnacionales, es que esas condiciones naturales excepcionales no son de su propiedad, sino que le pertenecen a la colectividad que se expresa en el Estado.

Entonces, queda claro que cuando una empresa petrolera transnacional paga la regalía al Estado, no está renunciando a parte de la ganancia socialmente establecida, no está cediendo parte de los beneficios normales que su capital podría obtener en cualquier otra esfera de la producción social, sino está entregando una porción de la ganancia extraordinaria a la que accede por explotar recursos naturales que no le pertenecen. Así las empresas transnacionales para poder explotar los recursos hidrocarburíferos situados en territorio boliviano, le abonan al dueño una suma periódica de dinero fijada por Ley, llamada como regalía o alícuota.

2. a.1 Tipos de regalías: Alícuotas y su distribución:

La Ley 1689 dividía el pago de las regalías dependiendo del tipo de campo del cual provenían los hidrocarburos como podemos ver a continuación:

Cuadro 3: Distribución de regalías por la Ley de Hidrocarburos 1689 (Derogada)

Hidrocarburos existentes tipo de regalía	Porcentaje de la producción fiscalizada
Regalía departamental	11%
Regalía nacional compensatoria	1%
Participación a favor de YPFB	6%
Regalía complementaria	13%
Participación nacional	19%
Total	50%

Fuente: Elaboración CEDLA con base en la Ley de Hidrocarburos 1689 (Derogada)

Al mismo tiempo la Ley introducía:

Hidrocarburos nuevos tipo de regalía	%
Regalía departamental	11%
Regalía nacional compensatoria	1%
Participación a favor de YPFB	6%
Total	18%

Fuente: Elaboración CEDLA con base en la Ley de Hidrocarburos 1689 (Derogada)

Un mecanismo que introducía la Ley 1689 para impulsar a la inversión extranjera en el sector, era disminuir el porcentaje de pago de las regalías discriminando a la producción entre los hidrocarburos nuevos y los ya existentes; una vez transcurrido cierto periodo de tiempo, la producción de los campos existentes desaparecería y junto con ella la participación nacional y la regalía nacional complementaria.

Con base en los datos oficiales que se puede disponer y proyectando el comportamiento del sector a través de una tasa de crecimiento estable en el tiempo, se puede observar que: por concepto de la regalía nacional complementaria (13%) y de la participación nacional (19%), sin una existencia de la homogenización de la alícuota, el Estado Boliviano percibirá hasta el 2005 lo que nos muestra el siguiente cuadro:

Cuadro 4: Tipos de regalías
Regalías tributarias únicamente por los campos existentes
Según ley 1669 (derogada)
 (En millones de dólares americanos)

Tipo de Regalía Compensatoria	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Regalía nacional complementaria 13%	17,0	18,5	18,4	33,3	30,7	25,4	28,7	32,4	36,5
Participación Nacional 19%	25,3	28,4	28,0	52,7	49,0	40,4	46,5	53,4	61,3
Total	42,3	46,9	46,4	86,0	79,7	65,8	75,2	85,8	97,8

Fuente: Elaboración propia con base en datos de YPFB.

Por lo tanto, uno de los objetivos de la política neoliberal en materia de hidrocarburos se ha cumplido en estos periodos:

- Las empresas petroleras transnacionales tributan menos regalías a favor del Estado.

Estos ingresos obtenidos como participación de YPFB, eran entregados al TGN una vez que la estatal deducía el monto necesario para cubrir la administración de los contratos de riesgo compartido.

El Artículo 52 de la Ley 1689 (derogada) indica: *“El régimen de patentes y regalías durante la vigencia de los contratos de riesgo compartido para la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos se mantendrá estable”*; es decir que estos patentes y regalías no se podrán incrementar, esta manifestación es utilizada por los defensores de los intereses de las empresas transnacionales (política neoliberal), bajo el argumento de que *“no se puede poner en juego la fe del Estado”* ocultando de esta manera la facultad de recuperar el control real de los recursos hidrocarburíferos.

3. Valoración de los hidrocarburos para el pago de regalías

Después de que los hidrocarburos pasan por un sistema de adecuación (sistema de transporte) los mismos son valorados para calcular el pago de regalías e impuestos, los cuales se detallan en el cuadro 3.

De acuerdo con el Artículo 8 del Reglamento para la liquidación de regalías y la participación al TGN por la producción de Hidrocarburos, el precio de

valoración será declarado por la empresa suscriptora de los contratos, es decir, que el Estado Boliviano no es el que fija los precios, sino la empresa transnacional titular de dicho contrato.

Cuadro 5: Precio de Valoración de los Hidrocarburos Destinados al Pago de Regalías

Hidrocarburo	Precio	Expresión en Dólares Americanos
	Petróleo	
Mercado interno	Precio de real de venta declarado por el titular del contrato	\$us \ Barril
Mercado externo	Precio real de venta de exportación declarado por el titular del contrato o el precio del WTI (el mayor precio)	\$us \ Barril
	Gas Natural	
Mercado interno	Precio de real de venta declarado por el titular del contrato	\$us \ Barril
Mercado externo	Precio real de venta de exportación declarado por el titular del contrato	\$us \ Barril
	Precio de Gas Licuado de Petróleo (GLP)	
Mercado interno	Precio de real de venta declarado por el titular del contrato	\$us \ Barril
Mercado externo	Precio real de venta de exportación declarado por el titular del contrato	\$us \ Barril

Fuente: Ley de Hidrocarburos 3058.

3. a Precio de valoración de Hidrocarburos (para el pago de regalías)

Ya que el cálculo de las regalías mantiene una relación directa con los precios, y las empresas transnacionales determinan un precio bajo para la venta de los Hidrocarburos, las magnitudes de las regalías y los impuestos también serán bajos, haciendo posible la generación de una ganancia extraordinaria en beneficio de las empresas titulares de los contratos; ésta es la razón que explica la existencia de “*los precios solidarios*” de exportación a la Argentina, o la diferencia entre el precio del gas natural boliviano exportado y el precio del gas natural que Estados Unidos vende a Canadá.

3 .a.1 Forma de pago

La forma de pago estipulada dentro de la Ley 1689 indica que:..“*El pago por concepto de regalías y participaciones al TGN será depositado por el titular, en dólares de los Estados Unidos de América o en moneda nacional al tipo de*

cambio oficial de venta de la fecha de depósito, en las respectivas cuentas bancarias del Tesoro General de la Nación, o su equivalente en especie.”

Segunda Sección

El Proceso de Nacionalización (Mayo 2005-2010)

Antecedentes.-

Desde las movilizaciones populares de octubre de 2003 y la huída de Gonzalo Sánchez de Lozada (Presidente constitucional 2002-2003), pasando por los debates públicos y anónimos de la población, por las asambleas barriales, por el referéndum del gas (Decreto de Ley de 13 Abril 2004), por los proyectos de Ley de Hidrocarburos propuestos en el congreso y sus discusiones, hasta la renuncia de Carlos Mesa Gisbert (Presidente Interino 2003-2005); que finalmente, culminó en la promulgación de la actual Ley de Hidrocarburos 3058, que debe ser también analizada para establecer el carácter propietario que la Ley otorga a los agentes económicos involucrados, refiriéndonos a:

1. Análisis del Proceso Nacionalizador (Ley 3058)

Ley 3058: Artículo 5 (Propiedad de los Hidrocarburos)...“Por mandato soberano del pueblo boliviano, expresado en la respuesta a la pregunta número 2 del Referéndum Vinculante de 18 de julio de 2004, y en aplicación del Artículo 139 de la Constitución Política del Estado, se recupera la propiedad de todos los Hidrocarburos en Boca de Pozo para el Estado boliviano....El Estado ejercerá a través de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos su derecho propietario sobre la totalidad de los Hidrocarburos”.

Pero al saber que el derecho propietario que las empresas petroleras adquieren ante el Estado boliviano es mediante contratos, el mismo artículo establece:

Artículo 5 (Propiedad de los Hidrocarburos) ...”Los Titulares⁹ que hubieran suscrito Contratos de Riesgo Compartido para ejecutar las actividades de Exploración, Explotación y Comercialización, y hubieran obtenido licencias y concesiones al amparo de Ley de Hidrocarburos de 1689 de 30 de abril de 1996, deberán convertirse obligatoriamente a las modalidades de contratos

⁹ Personas que tienen la propiedad de un título, documento o derecho.

establecidos en la presente Ley, y adecuarse a sus disposiciones en el plazo de 180 días calendario computables a partir de su vigencia”.

Se hace referencia a estos contratos de riesgo compartido ya que los mismos tienen tres fuentes: la capitalización, la conversión contractual amparada, por Ley de Hidrocarburos 1689, y las licitaciones públicas; que deben ser desvanecidas para la concretización del proceso Nacionalizador. En la actualidad existen 71 contratos que el Estado boliviano tiene suscritos con 12 empresas petroleras transnacionales los cuales pueden ser apreciados en el cuadro1.

Cuadro 1: Contratos de Riesgo Compartido

Empresa	Proceso						Total Contratos
	Capitalización		conversión		Licitación		
	Contrato por		Contrato por		Contrato por		
	Exploración	Explotación	Exploración	Explotación	Exploración	Explotación	
Empresa Petrolera Chaco S.A.	2	17	-	-	1	-	20
Empresa Petrolera Andina S.A.	4	14	-	-	-	-	18
Repsol YPF E&P Bolivia S.A.	-	-	3	1	1	2	7
Pluspetrol Bolivia Corporation S.A.	-	-	-	1	5	-	6
Petrobras Bolivia S.A.	-	-	2	-	3	-	5
Vintage Petroleum Boliviana Ltd.	-	-	1	2	-	1	4
BG Bolivia Corporation	-	-	1	2	-	-	3
Total Exploration Production Bolivie	-	-	1	-	2	-	3
Matpetrol S.A.	-	-	-	-	-	2	2
Petrobras Energía SA Sucursal Bolivia	-	-	-	1	-	-	1
Canadian Energy Enterprises	-	-	-	-	-	1	1
Don Won	-	-	-	1	-	-	1
Total Contratos	6	31	8	8	12	6	71

Fuente: Elaboración CEDLA con base en datos de YPFB.

El 28% de los contratos corresponde a la empresa Chaco S.A., que tiene como principal accionista a la British Petroleum (inglesa), mientras que el 35% está firmado por Repsol-YPF (española) los cuales 25% son a través de la

empresa Andina S.A. y 10% de manera directa). Este documento¹⁰ les permite a las empresas petroleras transnacionales detentar el derecho propietario sobre los Hidrocarburos bolivianos. Por ende la nueva Ley de Hidrocarburos establece la conversión –necesaria- en una de las siguientes modalidades de contratos:

- De Producción Compartida
- De Asociación
- De Operación directa

Pese que la Ley establece:

Artículo 16 (Propiedad de los Hidrocarburos)...”El titular de un Contrato de Producción Compartida, Operación o Asociación está obligado a entregar al Estado, la totalidad de los Hidrocarburos producidos en los términos contractuales que sean establecidos por este”.

De inmediato aclara que la propiedad jurídica del Estado está garantizada, únicamente, hasta el punto de fiscalización de los Hidrocarburos.

Artículo 16 (Propiedad de los Hidrocarburos)...” Ningún contrato puede conferir la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos ni de los hidrocarburos en Boca de Pozo ni hasta el punto de fiscalización¹¹”.

Y por ultimo dispone que –a partir de este lugar- el titular de cualquier contrato petrolero, asuma el derecho propietario de los hidrocarburos.

Artículo 138 (Definiciones y participaciones) “Son los pagos en especie que corresponden al Titular en el Punto de Fiscalización, conforme a lo establecido en el Contrato de Producción Compartida o Contrato de Asociación, punto en el cual asume el derecho propietario”.

Sin embargo, lo que se debe destacar es que la Ley 1689 (jurídicamente hablando), los Hidrocarburos se consideraban de propiedad Estatal tanto en las actividades de exploración y explotación, ahora con la Ley 3058 esta

¹⁰ Contrato de Riesgo Compartido.

¹¹ Es el sitio aprobado por la autoridad competente, con el objetivo de determinar el volumen de Hidrocarburos correspondientes a las Regalías, el volumen de Hidrocarburos del **contratista** y definir los volúmenes relevantes para el cálculo de los derechos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

propiedad jurídica es ampliada hasta el punto de fiscalización; pero en ambos casos, la propiedad real continua bajo el control de las empresas transnacionales.

Más aún, la comercialización, el transporte, la refinación, el almacenaje, la industrialización y la distribución, continúa bajo la actividad principal de agentes privados transnacionales, de la misma manera en que la política liberal la diseño en 1996.

El Estado persiste en la concepción liberal de la cadena de los hidrocarburos, donde las empresas privadas y el mercado son los protagonistas; la nueva Ley no restituye la capacidad Estatal real para definir los objetivos precisos o los resultados específicos de la actividad petrolera, que tiendan a construir un plan de desarrollo sustentado en la actividad hidrocarburífera.

1 .a La Comercialización:

Dentro de los atributos que la Estatal YPFB mantiene como prioridad es mantener la comercialización en el mercado interno, sin embargo la nueva Ley 3058 no estipula que esta actividad (obligatoriamente) la realice YPFB, ya que la misma estipula que puede ser delegada, en su totalidad, a los agente privados:

Artículo 17 (Ejecución de la política de los Hidrocarburos)...La actividad de comercialización en el mercado interno de los productos derivados de los hidrocarburo, podrá realizarse por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, sociedades mixtas o por personas individuales o colectivas del ámbito público o privado, conforme a Ley.

En el caso de la exportación del gas natural el tema es más serio, ya que la Ley no crea las condiciones para que YPFB disponga de recursos y tampoco de participar realmente en la exploración y la explotación de los hidrocarburos, solo le asigna la función de Agregador de exportación¹², distribuidor de las cuotas de participación de la producción exportable y por representar a las

¹² Agregador de exportación: YPFB establece fuentes y los destinos de la producción, esta asignación es técnica ya que la misma determinará qué producción, de qué campo y cuál se encuentra más cerca de un mercado determinado.

empresas petroleras transnacionales actividad por la cual recibe un pago (Lo mismo sucedía en la minería hasta la Revolución de 1952, se nacionalizó las minas y COMIBOL asignaba los cupos de exportación entre las diferentes empresas productoras); en pocas palabras las empresas transnacionales son dueñas de los hidrocarburos y emplean a YPFB para que las represente:

Artículo 86 (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos Agregador y Vendedor en la exportación de gas natural) Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos será Agregador y/o Vendedor para toda exportación de gas Natural...

...2 Las empresas Productoras que obtengan mercados de exportación de gas natural por negociación directa, establecerán con Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos la asignación de volúmenes correspondientes para la agregación...

...3 Cuando la exportación de gas natural sea consecuencia directa de convenios entre el Estado boliviano, otros Estados o empresas, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, previa invitación a los titulares legalmente establecidos en el país, asignará a los volúmenes requeridos para la exportación sobre la base de los lineamientos de la planificación de la Política Petrolera.

...4. Para cubrir los costos de Agregador, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos por toda la exportación que realice como Agregador, emitirá a cada productor una factura por servicios de agregación por un monto equivalente al medio por ciento (0,5%) del monto bruto facturado en el punto de entrega al comprador, excluyendo el costo de transporte, y en la proporción que le corresponda a cada productor.

Este artículo también demuestra la estructura oligopólica del sector: Las empresas petroleras transnacionales distribuyen el mercado de exportación de acuerdo a sus capacidades, actuando de manera corporativa a través de la Cámara Boliviana de Hidrocarburos. A pesar de que YPFB ya no será solamente administradora de los contratos petroleros, sus atribuciones determinan que su principal actividad será la de ser agregador y cargador de la

producción¹³ que los operadores privados destinen a la exportación. Entonces, la propiedad, que significa (en términos reales) el control de la cadena productiva en todas sus fases, no es un objetivo de la política de hidrocarburos del Estado Boliviano.

1 .a.1 Los precios

Analizar la estructura de los precios es una forma de identificar la propiedad no solo de los recursos hidrocarburíferos, sino también de la misma renta petrolera¹⁴; la Ley 3058 establece que es una atribución del Ministerio de Hidrocarburos, como autoridad competente, determinar los precios en el punto de fiscalización.

Artículo 21 (Atribuciones de la autoridad competente...d) Determinar los precios de los hidrocarburos en el punto de fiscalización para el pago de las regalías, retribuciones y participaciones, de acuerdo a las normas establecidas en la presente Ley.

Si bien el artículo presente demuestra que el Ministerio de Hidrocarburos es el ente que fija los precios, en realidad, el procedimiento deviene de los precios reales de venta declarados por los titulares de los contratos, tal como lo estipula el Decreto Supremo Reglamentario 2822.

De esta manera, lo que en la práctica hace el Ministerio de Hidrocarburos es controlar que las empresas petroleras paguen (de forma correcta) los impuestos y regalías de acuerdo a las declaraciones de precios que éstas realizan.

Por otro lado es claro que el Estado es el que firma los contratos de exportación de gas natural, entonces son sus representantes quienes definen el precio para la comercialización internacional, pero lo que ocurre, luego de firmado el convenio, es que el Estado (que no tiene bajo su dominio ni la infraestructura ni la propiedad sobre los recursos hidrocarburíferos) recurre a las empresas petroleras transnacionales para que puedan honrar el compromiso del Estado con los mercados extranjeros; esto quiere decir que no

¹³ Esto por la insuficiencia de los recursos que son asignados a YPFB.

¹⁴ En aplicación del marco teórico aplicado en esta investigación.

sólo se delega la definición privada de las condiciones físicas de la exportación (distribución de volúmenes de venta, ritmo de exportaciones, etc.) sino, también para definir los “precios reales de venta”.

1 .a.2 Regalías y Participaciones:

Queda claro que cuando la empresa petrolera transnacional paga la regalía al Estado, no está renunciando a parte de la ganancia socialmente establecida, no está cediendo parte de los beneficios normales que su capital podría obtener en cualquier otra esfera de la producción social, sino está entregando una porción de la ganancia extraordinaria a la que accede por explotar recursos naturales que no le pertenecen. Es por eso que la Ley establece que las empresas que realicen explotaciones de los recursos hidrocarburíferos en territorio boliviano están sujetas al pago de regalías y compensaciones sobre la producción fiscalizada, pagaderas en dólares estadounidenses o su equivalente en moneda nacional, o en especie a elección del beneficiario, como lo señala el artículo 52 de la Ley 3058 (ver cuadro 2).

Cuadro 2: Tipos de Regalía y Porcentajes (Ley 3025)

Tipo de Regalía	Porcentaje de la producción Fiscalizada
Regalía departamental Asignada a los departamentos productores: Tarija, Santa Cruz, Cochabamba y Chuquisaca	11%
Regalía nacional compensatoria Asignada a los departamentos de Beni y Pando	1%
Participación a favor del Tesoro General de la Nación ¹⁵	6%
Total	18%

Fuente: Elaboración propia con base en la Ley de Hidrocarburos 3058.

¹⁵ El texto de la Ley introduce confusión al referirse a la regalía departamental como el equivalente de 11% de la “producción Departamental fiscalizada”, a la regalía nacional compensatoria del 1% de la Producción Nacional fiscalizada” y a la participación del Tesoro General de la Nación del 6% de la “producción Nacional fiscalizada”, siendo que sólo existe una definición precisa de la producción fiscalizada como el volumen “de Hidrocarburos medidos en el Punto de Fiscalización”, el mismo que alude al campo específico y no a una producción departamental o nacional.

La Ley 3058 eliminó la clasificación de los Hidrocarburos según cálculos del CEDLA, si la nueva Ley, si no hubiera eliminado la clasificación, las reservas existentes habrían desaparecido antes de 7 años (año 2010), pero al mismo tiempo el Estado dejará de percibir alrededor de 50 millones de dólares durante lo que resta del año 2005¹⁶ (esto por concepto de la regalía nacional compensatoria 13% y la participación nacional 19%).

Por lo tanto, uno de los objetivos de la política neoliberal se ha cumplido:

“Las empresas petroleras transnacionales tributan menos regalías a favor del Estado”

Además que la nueva Ley 3058 dispone que el 6% de participación sea entregado directamente a las cuentas del Ministerio de Hacienda, sin que la estatal petrolera YPFB participe de estos ingresos¹⁷ y tampoco el Tesoro General de la Nación, girando de esta forma en torno a los parámetros fijados por la política liberal instalada por Sánchez de Lozada.

Por tanto la pregunta que debemos hacernos en este punto de la investigación es: *“¿Cómo los precios de venta se relacionan con el pago de regalías?”*; en razón de que la base para el cálculo de las regalías y del Impuesto Directo de Hidrocarburos es precisamente, el precio real de venta declarado por el titular del contrato petroleros, en este entendido se crea una relación directa entre ambos elementos: si las empresas petroleras transnacionales determinan un precio bajo para la venta de los Hidrocarburos, la magnitud de la misma regalía y del Impuesto Directo de los Hidrocarburos (IDH) también lo será y viceversa.

Para el precio de comercialización extranjera del gas natural primero se deben crear condiciones suficientes de mercado de destino, por lo que las empresas petroleras determinan precios reales de forma tal que el pago de las regalías sea lo más bajo posible; así pueden generar su ganancia extraordinaria en las otras fases de la cadena productiva Hidrocarburífera; esta

¹⁶ Vigencia de la Ley 19 de mayo de 2005.

¹⁷ Sin embargo, en el artículo 6 de la Ley 3058 se establece la refundación de YPFB sobre la base de las acciones de las empresas petrolera capitalizadas, que se encuentran depositadas en el Fondo de Capitalización Colectiva administrada por las AFP. Así, la suma de capital con el que inicialmente podrá contar YPFB estará alrededor de los 835 millones de dólares estadounidenses.

es la razón que explica, por ejemplo, la existencia del precio de exportación “solidario” con la Argentina o la diferencia entre el precio del gas natural boliviano exportado y el precio del gas natural que Estados Unidos exporta a Canadá.

Por otro lado, la forma de pago que la Ley 3058 establece es la misma que reglamenta la Ley 1689, que indica:

Artículo 20 Reglamento para la liquidación de regalías y la participación al TGN por la producción de hidrocarburos:..El pago por concepto de regalías y participación al TGN será depositado por el titular, en dólares de los Estados Unidos de América o en moneda nacional al tipo de cambio oficial de venta de la fecha de depósito, en las respectivas cuantas bancarias del Tesoro General de la Nación, de las prefecturas de los departamentos productores y los departamentos de Beni y Pando.

Pese a ello la evolución del pago de las regalías presenta un incremento constante en el monto de recaudación, esto debido a un aumento de las exportaciones de Hidrocarburos (especialmente del Gas Natural) más que un aumento en el alza de los precios de exportación de los mismos. (Ver cuadro 3)

Cuadro 3: Evolución del pago de regalías (millones de dólares)

Años	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Regalías	164,83	194,34	160,60	194,17	214,21	181,62	230,44	294,20

Fuente: Elaboración propia con base en Dossier estadístico 1990-2004, Volumen II. Unidad Fiscal dependiente del Ministerio de Hacienda.

Si se observa la dinámica de comercialización al extranjero se puede observar un claro ascenso de los niveles de exportación desde 1990 donde Bolivia exportó 77,8 MMPC, luego en 2001 (donde la privatización del sector ya estaba consolidada), cuando se consiguió el mercado Brasileiro, Bolivia exportó 129,9 MMPC y en 2004 se obtuvo el mercado Argentino, Bolivia exportó 251,5 MMPC¹⁸, esta evolución nos muestra nos indica que Bolivia incrementó sus volúmenes de exportación en más de un 300%, entre 1990 y 2004; pero el pago por concepto de regalías fue cada vez menor, ya que las empresas

¹⁸ Instituto Nacional de Estadística

petroleras transnacionales comercializaban el hidrocarburo a precios cada vez más bajos.

Teniendo en cuenta que la Ley 3058 elimina la diferencia entre campos nuevos y campos existentes, mientras que al mismo tiempo nivela la alícuota de las regalías a 18% y teniendo en cuenta las estimaciones del Ministerio de Hacienda, la distribución de las regalías será la que sigue:

Cuadro 4: Distribución anual de regalías-Estimación 2006 según Ley de Hidrocarburos (En millones de dólares)

PRODUCCIÓN	100,00%	1.416,00
REGALÍAS	18,00%	254,9
Departamentos Productores	11,00%	155,8
Tarija (64% producción Nal.)	7,10%	100,3
Santa Cruz (18,1% producción Nal.)	2,00%	28,2
Cochabamba (14,7% producción Nal.)	1,60%	22,9
Chuquisaca (2,8% producción Nal.)	0,30%	4,4
Regalía nacional compensatoria	1,00%	14,2
Beni	0,67%	9,5
Pando	0,33%	4,7
Tesoro General de la Nación	6,00%	85,00

Fuente: Documento de la distribución del IDH, Ministerio de Hacienda.

1 .a.3 Pago de regalías en especie:

Aunque la Ley 3058 estipula:

Artículo 52:...”Las regalías sobre la producción fiscalizada serán “pagaderas de manera mensual en dólares (estadounidenses) o su equivalente en moneda nacional, o en especie a elección del beneficiario”

El reglamento aprobado por el Poder Ejecutivo, sólo estipula el pago de éstas en dólares de los Estados Unidos, y posterga el pago en especie:

Decreto Supremo Reglamentario 28222 –Artículo 2 “El titular que produzca Hidrocarburos, queda obligado al pago de regalías y la participación al TGN por la producción fiscalizada mensual en dólares estadounidenses, o su equivalente en moneda nacional conforme al artículo 52 de la actual Ley”

El elemento que la Ley presenta como el “pago de las regalías en especie” no se cumple, ya que no se cuenta ni con la infraestructura, ni la capacidad técnico-operativa de los departamentos productores y no productores ya que la estatal YPFB tendía que incorporar los lineamientos y directrices para el cobro de las mismas y además el principal obstáculo para el pago en especie son mas mismas empresas petroleras ya que las pierden la capacidad de controlar el ritmo y la cantidad de las exportaciones y lo más importante se les escurre de las manos la capacidad de determinar el precio real de venta de la exportación.

2 Contratos petroleros y pago de regalías

La Ley 3058 define tres tipos de contratos:

- De producción compartida
- De asociación
- De operación

En cada uno de estos documentos se debe establecer una cláusula específica que haga referencia al régimen de regalías al cual se somete el Titular, entonces la Ley define:

Ley 3058: Artículo 67: “Los contratos de producción compartida, operación y asociación que Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) suscriba con personas individuales o colectivas, nacionales o extranjeras, públicas o privadas....deberán celebrarlos mediante escritura otorgada ante notario de gobierno y contener, bajo sanción de nulidad, cláusulas referentes a:....h) Régimen de patentes, regalías, participaciones, impuestos y bonos”.

En cuanto a los contratos de producción compartida y de asociación, la misma establece que YPFB y el Titular del contrato se distribuirán la

participación neta que a cada uno le corresponde después del pago de regalías y participaciones; entonces se tiene:

Artículo 76: “YPFB y el Titular de un contrato de producción compartida pagarán las regalías, las participaciones y los impuestos en proporción a su participación en la producción comercializada, según lo establecido en la presente Ley y los impuestos establecido en la Ley N°843 (texto ordenado)”

Pero el contrato de operaciones libera al Titular del pago obligatorio de las regalías y participaciones, ya que la estatal petrolera devuelve a la empresa un porcentaje de la misma que cubra todos sus costos, y además, la utilidad esperada:

Artículo 78: “YPFB retribuirá al Titular por los servicios de operación, con un porcentaje de la producción, en dinero o en especie. Este pago cubrirá la totalidad de sus costos de operación y utilidad”

Luego, es YPFB la que está obligada de pagar regalías y participaciones de toda la producción obtenida:

Artículo 79: “YPFB por su parte pagará regalías, impuestos y participaciones sobre la producción más los impuestos que le correspondan”.

Bajo esta modalidad contractual, existe la posibilidad que Titular declare costos altos para aumentar su participación en la producción obtenida y con ello disminuir lo que le corresponda al Estado.

2 .a El Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH)

Después de promulgada la Ley 3058 cual crea el IDH, indica:

Artículo 57: Se distribuyen los futuros recursos impositivos entre las Prefecturas, el TGN, Municipios, Universidades, Pueblos indígenas, Policía y Fuerzas Armadas; pero sin considerar el principio de coparticipación tributaria.

Mediante un análisis del Ministerio de Hacienda, se considera que para todos los cálculos sobre el 100% de la producción Hidrocarburífera, el 64,4% sería

producido por Tarija, el 18,1% por Santa Cruz, el 14,7% Cochabamba y el 2,8% por Chuquisaca. En este entendido la distribución por el IDH será en función de los niveles de producción que cada departamento contribuye, y también se crea un porcentaje para los departamentos no productores.

2 .a.1 Base imponible y alícuota

El Artículo 55 dictamina que la base imponible del IDH es idéntica a la correspondiente a las regalías y se aplica sobre el total de los volúmenes de hidrocarburos producidos. Dicha alícuota es del 32% del total de producción de hidrocarburos, medida en el punto de fiscalización. Se aplica de manera directa no progresiva sobre el 100% de los volúmenes de hidrocarburos medidos en el punto de fiscalización.

En este sentido, la Ley pretende que, la suma de los ingresos establecidos del 18% por regalías y de 32% del IDH, no debería ser menor al 50% del valor de la producción de los hidrocarburos a favor del Estado boliviano a precios efectivamente pagados en el mercado interno y de exportaciones.

Ley 3058 Artículo 57:..a): cuatro por ciento (4%) para cada uno de los departamentos productores de hidrocarburos de su correspondiente producción departamental fiscalizada.

b) Dos por ciento (2%) para cada departamento no productor.

c) En caso existir un departamento productor de hidrocarburos con ingreso al de algún departamento no productor, el Tesoro General de la Nación nivelara su ingreso hasta el monto percibido por el departamento no productor que recibe el mayor ingreso por concepto de coparticipación en el Impuesto Directo a los Hidrocarburos.

d) El Poder Ejecutivo asignará el saldo del impuesto Directo a los Hidrocarburos a favor del TGN, Pueblos Indígenas y Originarios, Comunidades Campesinas, de los Municipios, Universidades, Fuerzas Armadas, Policía Nacional y Otros.

Todos los beneficiarios destinarán los recursos recibidos por el Impuesto Directo a los Hidrocarburos, para los sectores de educación, salud y caminos, desarrollo productivo y todo lo que contribuya a la generación de fuentes de trabajo.

Cuadro 5: Distribución anual del IDH
Según la Ley de Hidrocarburos 3058 y Decreto Supremo 28223
 (En millones de dólares estadounidenses)

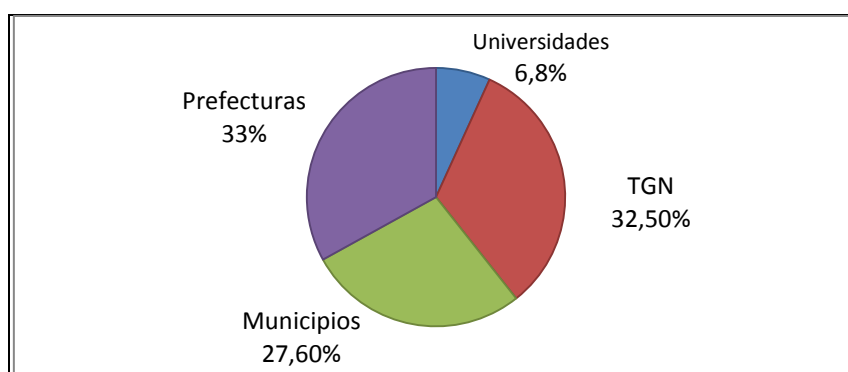
Producción Estimada	100%	1.416,00	100,00%
Recaudación IDH	32,00%	453,1	100,00%
Departamentos Productores	4,00%	56,6	12,50%
Tarija (64% Prod. Nacional)	2,60%	36,4	8,00%
Santa Cruz (18,1%% Pord. Nacional)	0,70%	10,3	2,30%
Cochabamba (14,7% Prod. Nacional)	0,60%	8,3	1,80%
Chuquisaca (2,8% Prod. Nacional)	0,10%	1,6	0,40%
Departamentos no Productores	10,00%	141,6	31,25%
La Paz	2,00%	28,32	6,25%
Potosí	2,00%	28,32	6,25%
Oruro	2,00%	28,32	6,25%
Beni	2,00%	28,32	6,25%
Pando	2,00%	28,32	6,25%
Compensación			
Chuquisaca-Santa Cruz-Cochabamba	4,60%	64,7	14,30%
Total para Departamentos	18,60%	262,9	58,00%
TGN	13,43%	190,2	42,00%

Fuente: Elaboración CEDLA con base en proyecciones de valor de producción según el PN 2006.

Como muestra el gráfico, la Prefectura de Tarija es la que mayores recursos recibe. La segunda Prefectura Productora, que es la de Santa Cruz, triplica sus ingresos por concepto de IDH.

Después de varios acuerdos que discutían sobre este punto, se concreto uno que se llevo a cabo y consiste en:

Grafico 1: División Anual del IDH



Fuente: Elaboracion Propia, con datos de la Ley 3058.

Como se aprecia, el gran perdedor dentro de la negociación fue el Tesoro General de la Nación; sin embargo, el Ministerio de Hacienda compensaría esta pérdida transfiriendo nuevas competencias a prefecturas y Municipios, que puedan liberar de gasto al TGN.

3 Los Problemas del IDH

Ya distribuidos los ingresos del IDH, se marcan dos falencias cometidas al elaborar la Ley:

- No se tiende a equilibrar la asignación de recursos entre departamentos productores y no productores, Tarija tanto en Regalías como en IDH, es el departamento que más recursos recibe.
- Los redactores de la Ley presumieron que todos los departamentos del país son iguales en todo y que se debe asignarles recursos por igual, sin tomar en cuenta criterios poblacionales o de pobreza.

**Cuadro 6: Distribución departamental del IDH-Regalías
Acuerdo Gobierno-Congreso-Municipios-Universidades.**
(En Millones de Dólares)

Departamento	Población	Asignación total	Porcentaje	IDH 32%	Regalías 18%	Por Habitante		
						Del Total	Del IDH	De Regalías
Productores	4.407.930	276,5	63,07	133,2	143,3	62,73	30,21	32,52
Tarija	391.226	125,8	28,70	33,5	92,3	321,56	85,56	235,94
Santa Cruz	2.029.471	66,4	15,14	40,4	25,9	32,69	19,91	12,78
Cochabamba	1.455.711	54,2	12,37	33,2	21,1	37,26	22,79	14,47
Chuquisaca	531.522	30,1	6,87	26,1	4	56,65	49,1	7,55
No Productores	3.866.395	161,9	36,93	148,9	13	41,87	38,5	3,37
La Paz	2.350.466	44,5	10,14	44,5	0	18,92	18,92	0
Potosí	709.013	26,1	5,95	26,1	0	36,81	36,81	0
Oruro	391.870	26,1	5,95	26,1	0	66,60	66,60	0
Beni	362.521	34,8	7,94	26,1	8,7	96,08	72,00	24,08
Pando	52.525	30,4	6,93	26,1	4,3	578,77	496,91	81,86
Total	8.274.325	438,4	100,00	282,0	156,4	52,98	34,08	18,90

Fuente: Elaboración CEDLA con base en datos del Ministerio de Hacienda y Censo 2011.

El gran perdedor de las reuniones de negociación fue el TGN, pues a base de presiones y debido a malos cálculos políticos del Ministerio de Hacienda, sólo se quedó con el 37% de los recursos del IDH, restando el 5% del Fondo de Compensación a Municipios y Universidades, además de la creación del Fondo de Desarrollo Indígena, que se destina un 5% de la recaudación del IDH. Lo definitivo es que esta distribución solo constituye en un resultado de presiones sociales, de grupos de poder, sin que se haya incorporado un estudio socioeconómico para la distribución de estos recursos económicos.

3 .a Insostenibilidad del IDH

El proyecto de Ley de Hidrocarburos aprobada en la cámara de diputados y posteriormente revisada en la cámara de senadores y aprobada con algunas modificaciones, genero un vacío tributario, de disminución de la carga tributaria por causa de la migración de contratos. Además que al momento de discutir el proyecto de Ley, las empresas de este sector señalaban que la complejidad para realizar la actividad de explotación de algunos campos, hacían imposible el pago homogéneo de cualquier tributo.

Por estas razones, se creó un Artículo especial (*Artículo 64, Ley 3058*) que señala incentivos a la producción de Hidrocarburos en campos marginales y pequeños:

Por principio, a través de la disminución de la carga tributaria. El estado decide, disminuir los impuestos que son cobrados a las empresas que operan en el sector, por lo tanto es evidente que las negociaciones con las empresas petroleras contemplaran una disminución de los tributos. Así no será extraño que la alícuota del IDH (32%) se modifique en el tiempo y que al final las empresas petroleras dejen de tributar el 50% de la producción obtenida.

3 .a.1 IDH Sustituto de la Regalía

Existe una tendencia muy fuerte para sustituir, por un impuesto, el pago de la Renta que todo capital actuante en las industrias extractivas debe hacer. La teoría nos dice que, lo que persiguen las empresas es que el tema de la explotación de los recursos naturales deje de abordarse como un problema de soberanía o de propiedad colectiva. Los agentes privados insisten en que el agua, los minerales, los Hidrocarburos, los bosques y entre otros recursos, dejen de ser percibidos como una propiedad social y de esa forma se asuman como objetos para valorizar el capital y sean incorporados de manera simple dentro los costos de la producción capitalista.

Así, por ejemplo, en el caso de la industria minera de Bolivia; de manera efectiva, las regalías han dejado de existir ya que fueron sustituidas por el Impuesto Complementario a la Minería, que solamente es un pago adelantado mensual del impuesto a las utilidades de las empresas y que el Gobierno Central distribuye entre los departamentos productores bajo el nombre de “regalía”. De esta forma, la ganancia extraordinaria que perciben las empresas que invierten en las industrias extractivas queda intacta y es apropiada por el capital que explotó y se benefició de los recursos naturales de países como Bolivia.

4. Política de Precios de Hidrocarburos en Bolivia

Existen dos niveles en la fijación de los precios de los Hidrocarburos. El primero corresponde a las actividades del *Upstream*, el segundo a la fijación de precios de las actividades del *Downstream*.

El precio de los productos del *Upstream*, se fija en el momento en que se fiscaliza la producción para el cobro de regalías e impuestos a la producción, por esto la inciden en la proporción y magnitud de estos ingresos. Esta atribución se ubica en la Ley 3058 en la Sección de Régimen Tributario.

Artículo 56: Las regalías departamentales, participaciones y el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) se pagarán en especie o en Dólares de los Estados Unidos de América de acuerdo a los siguientes criterios:

a) Los precios del petróleo en Punto de Fiscalización:

- 1. Para la venta en el mercado interno, el precio se basará en los precios reales de venta del mercado interno.*
- 2. Para la exportación, el precio real de exportación ajustable por calidad o el precio del WTI, que se publica en el boletín Platts Oilgram Price Report, el que sea mayor.*

b) El precio del gas natural en Punto de Fiscalización será:

- 1. El precio efectivamente pagado para las exportaciones*
- 2. El precio efectivamente pagado en el mercado interno.*

Estos precios, para el mercado interno y externo, serán ajustados por calidad.

c) Los precios del Gas Licuado de Petróleo (GLP) en el Punto de Fiscalización¹⁹:

- 1. Para la venta en el mercado interno, el precio se basará en los precios reales de venta del mercado interno.*
- 2. Para la exportación, el precio de exportación.*

¹⁹ Lugar donde se participa, se valoriza y se paga el 11% de la producción bruta de los hidrocarburos sujeta al pago de regalías de los departamentos productores, razón por la que ningún consumo, compensación o costos, llámese de exploración, explotación, adecuación, transporte u otros, son deducibles de las regalías. (Ley 3058).

Al incorporar el régimen de regalías y patentes al régimen de impuestos, las empresas no pagan el mismo impuesto dos veces, lo que permitirá a las empresas la acreditación del Impuesto a las Utilidades. Entonces, esta nueva figura en la Ley 3058, es probable que podría llevar a que el pago del nuevo Impuesto a la Producción de Hidrocarburos (IDH) sea deducido al momento de pago de utilidades, la Ley no prohíbe la acreditación del IDH, en cambio habla de incentivos al volumen y calidad de la producción en campos menores, por lo que no debería extrañar que mediante Decreto Reglamentario se devuelva parte del IDH a las empresas en forma de incentivo a los campos pequeños.

El otro caso, es que las regalías sean consideradas como un impuesto y, por lo tanto, puedan acreditar el pago de del Impuesto a las Utilidades. Esta paso de eliminación de regalías para recursos naturales se lo ha dado ya en el sector minero, con el Código de Minería 1777, donde los recursos que se entregan a los departamentos como regalías, no lo son desde el punto de vista de la fuente de donde provienen, pues estos son obtenidos por un adelanto mensual al pago de utilidades, denominado “Impuesto Complementario a la Minería”.

4 .a Petróleo

La industria petrolera clasifica el crudo según su lugar de origen (por ejemplo el WTI es proveniente de Texas) y también relacionándolo con su densidad o su viscosidad (ligero, medio o pesado); así también el crudo es duco o amargo, según la proporción de azufre que posea.

Los grados API que poseen los crudos, marcan la densidad expresad en una escala normalizada por el American Petroleum Institute (API) , los crudos que contiene una densidad por debajo de los 10° API son considerados extra pesados, entre 10,1° a 22,3° API son los pesados, el mediano se ubica entre los 22,4° a 33,1° API, el ligero tiene entre 31,2° a 39° API y el supe ligero presenta valores arriba de los 39°API.

Respectivamente, el valor del crudo en el mercado internacional, está tasado por los grados API que posea, los que presentan cifras superiores a los 39° API son los que tiene un mayor precio, en tanto aquellos que se sitúan

entre los 10° a los 22° API corresponden a un menor costo. Además, los crudos utilizados para fijar los precios internacionales del petróleo son básicamente tres:

El Brent Blend: compuesto por quince crudos procedentes de campos de extracción en los sistemas Brent y Ninian del mar del Norte, este crudo marca el precio en Europa, África y Medio Oriente. Para el mercado de Estados Unidos y Latinoamérica, se utiliza como referencia, los crudos de Texas el WTI y el West Tecas Sour. Para los mercados Asiáticos se utiliza el Dubai de Medio Oriente.

Cuadro 7: Crudos Utilizados para fijar Precios Internacionales

Parámetro	WTI	Brent	Dubai
Grados API	38,0-40,0	36,0	31,2
Azufre, por ciento en peso	0,30	1,60	2,01
Koup	11,90	11,96	11,90

Fuente: Nicolás Rodríguez, 2005. Presentación: Características de los combustibles y su comportamiento en la altura.

La nueva Ley de Hidrocarburos ratifica este criterio monopólico de fijación de los precios del petróleo para el mercado interno o el precio de venta para las refinerías, haciéndola más benévola con los interesados en que se fije el acuerdo al WTI.

El Artículo 56 de la Ley 3058 no determina la fijación del precio para el mercado interno ligado al precio de referencia internacional, pues el Artículo mencionado habla de los precios reales a los que se vendió el petróleo, sin embargo, en el Artículo 89 (que trata nuevamente el tema de los precios del petróleo para el mercado interno, pero como precio del insumo para las actividades del *downstream*), establece que los precios del petróleo crudo se fijarán, tomando como referencia, la paridad de exportación del producto de referencia (los precios de exportación); en última instancia, no pueden ser menores al precio internacional de referencia WTI. De esta forma las empresas extractoras del producto se ven beneficiadas, ya que pueden declarar precios bajos para efectos del pago de regalías y convertirlos a paridad internacional para calcular los precios de los derivados. De manera lógica, si se da una venta

efectiva, ninguna empresa aceptara precios menores a los máximos permitidos en la Ley.

Con la nueva Ley se elimina la posibilidad de que los precios reales puedan ser menores al precio internacional de referencia WTI y con ello se elimina la posibilidad de que el método de cálculo de precios de exportación con base en los precios efectivos, lleve a las empresas productoras integradas con la refinación a vender a precios por debajo de los internacionales para pagar menor cantidad de regalías.

Sin embargo, lo más relevante es que los precios del petróleo se fijan sobre la base de los precios del mercado estadounidense, creando una presión de dicho mercado sobre la economía boliviana.

Gas natural

Los precios del gas natural en boca de pozo a escala mundial tienen el mismo criterio de valoración que los precios internacionales del petróleo; sin embargo, no están muy concentrados en pocos mercados, como el WTI y el Brent, su base referencial se halla diseminada en varios como el Henry Hub de la bolsa de futuros de Nueva York, el Kansas City Board of Trade, el Internacional Petroleum Exchange, el mercado virtual Intercontinental Exchange, el Natural Gas Exchange; por la tendencia al monopolio es posible que en el futuro se concentre en mercados determinados como el de Nueva York o Londres.

La estructura de precios, desde la producción hasta el consumidor final, está dividida en tres componentes:

- Precios en Boca de Pozo
- Los precios del Transporte
- Precios de Distribución

La proporción del precio del transporte en relación con el precio total, en los años recientes tiene una tendencia a anivelarse hacia la baja, por que la

inversión de transporte es fija (una vez cada treinta años²⁰) y por que evolucionan técnicas de transporte.

La proporción de los precios en boca de pozo y los de distribución con respecto del precio total son oscilantes entre sí. Por lo tanto, si uno sube, los hace, aproximadamente, en la misma proporción que el otro baja. Estas fluctuaciones en estos componentes del precio más allá de las expectativas del consumo y producción (normales en cualquier mercado), responde al proceso de liberación²¹, mediante opciones de compra y venta a futuro manipulan especulativamente sobre estos dos componentes del precio. Para el caso de Latinoamérica es considerado un mercado aislado debido a la falta de la consolidación de mercados a escala internacional, como en el caso del petróleo. Los precios debería tener una independencia internacional de los principales mercados como el *Hennry Hub* y reflejar el precio de costo de acuerdo a las características de la economía Latinoamericana.

Por ahora se puede afirmar que existe independencia en la fijación de precios en la región, pero esto podría cambiar rápidamente ya que existen presiones de liberación de mercados. En Bolivia se cuentan con tres casos de presión al aumento de precios:

- El desabastecimiento general de diesel
- El desabastecimiento general de gas natural en el Altiplano
- El desabastecimiento general de GLP

En el último caso se hace ver la escasez como un factor no previsto de la demanda, como el aumento inesperado del número de vehículos automotores que utilizan GLP, el contrabando a países vecinos donde el precio es más cercano al internacional. Sin embargo los datos nos muestran que la producción de GLP de plantas y refinerías diarias, corresponden al doble de lo que se consume diariamente en el mercado interno. Si asumimos la capacidad de almacenamiento limitada y no existe ninguna resolución que autorice la

²⁰ Ése es el tiempo de depreciación en Bolivia, según Resolución Administrativa N°1154 de Noviembre de 2004, Superintendencia de Hidrocarburos.

²¹ Introduce agentes vendedores de gas (Marketer's)

exportación de GLP²², se puede conjeturar que son las empresas las que están contrabandeando el producto.

El mercado de la región está dividido en países exportadores que no consumen lo que necesitan (como Bolivia) y países importadores con reservas limitadas o carentes de ellas. Los países exportadores de mayor importancia por volúmenes de exportación y desarrollo de recursos son:

- Bolivia, Argentina, Perú, Colombia, Brasil y Venezuela

Al mismo tiempo los países principales en importación son:

- Chile, Brasil, Argentina, Uruguay y Paraguay

Aunque, con frecuencia, se habla y se plantean estrategias regionales de integración energética, la realidad es que la ausencia del dominio de la política energética en los países impide hacer planteamientos que contemplen aspiraciones que vayan más allá del control monopólico del mercado efectivo y potencial.

Físicamente, los mercados más importantes son los grandes centros industriales (Santiago, Buenos Aires y Sao Paulo) que en los últimos años experimentaron un cambio en su matriz energética, orientándola al consumo de Gas Natural. Chile, un país sin reservas, llevó el cambio de esa estructura energética, con la esperanza de que la liberación de los mercados le garantizara la compra de energía barata.

El *Artículo 87*²³ establece que los precios del gas natural para el consumo interno no podrán ser mayores a la mitad de los precios de exportación, sin embargo el *Artículo 89* en su inciso *d)* contradice al

²² Desde Junio de 2004

²³ *Artículo 87(precio del gas natural): El precio de exportación del Gas Natural podrá enmarcarse en los precios de competencia gas líquido donde no existía consumo de gas y gas-gas en los mercados donde exista consumo de gas. En ningún caso los precios del mercado interno para el gas natural podrán superar el 50% del precio mínimo del contrato de exportación.*

El precio del Gas Natural Rico de Exportación podrá estar compuesto por el Gas Natural Despojado y si contenido de licuables. El Gas Natural Despojado tendrá un contenido máximo de 1,5% molar de dióxido de carbono, 0,5% molar de nitrógeno y un poder calorífico superior en Base seca máximo de mil (1.000) BTU. Para establecer las características del Gas Natural Despojado de Exportación, se aplicará al Gas Natural Rico de Exportación los rendimientos de separación de licuables de una planta de turbo-expansión (Gaceta Oficial).

anterior, ya que establece que el gas natural se valorará, “considerando los precios de contratos existentes y de oportunidad de mercado”, donde la fijación de precios es una voluntad de privados y bajo libre competencia.

La ambigüedad de los Artículos 87 y 89 en la fijación de los precios del gas para el mercado interno debería ser resuelta en los contratos, donde la negociación es más favorable para las empresas. La figura más cercana de fijación de precios de competencia ¿podría establecer precios bajos para el producto en boca de pozo, por lo tanto bajos niveles de regalías, para ajustarse en las siguientes fases del transporte y la distribución. El artículo 97 establece una tarifa única para el transporte por ductos para el mercado interno y de exportación, denominada “estampilla”, asimismo, el Artículo 108 establece que el precio de distribución de gas por redes debe estar en función del mencionado inciso d) del Artículo 89. Además el Artículo 141 refuerza las intenciones del Artículo 87 para favorecer el mercado interno, pues establece subsidio del gas natural para el uso social y productivo. Sin embargo, estos subsidios tendrán que correr a cargo del Estado, según Artículo 86, donde con un contrato de Compensación de Servicios el Estado se asegurará de gas natural para garantizar el consumo nacional. Pagando con la producción en especie, producto de las regalías del IDH.

La necesidad de refundación de YPFB

La recuperación real de los hidrocarburos pasa, por la reconstrucción del instrumento que efectiviza la propiedad nacional del gas natural y petróleo y esta ordenada por la nueva Ley de Hidrocarburos 3058.

Ley 3058-Artículo 6 “(Refundación de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos): Se refunda Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), recuperando la propiedad Estatal de las acciones de los bolivianos en las empresas petroleras capitalizadas, de manera que esta Empresa Estatal pueda participar en toda la cadena productiva de los hidrocarburos, reestructurando los Fondos de Capitalización Colectiva y garantizando el financiamiento del Bonosol.”

Bajo esta disposición, la nueva Ley de Hidrocarburos ordena que los recursos obtenidos por la capitalización sean revertidos a la empresa. Sin embargo, estos recursos no son dinero en efectivo; lo que ordena la Ley es que la Estatal petrolera participe como directa accionaria en las empresas petroleras Chaco S.A., Andina S.A. y la empresa transportadora Transredes S.A.

Ese es el patrimonio básico de la refundada YPFB, que comparado con el de otras empresas que participan en la producción hidrocarburífera boliviana, es muy bajo (ver cuadro 9)

Cuadro 8: Comparación Patrimonial de YPFB

Partida	Empresa				
	BP	Total S.A.	Repsol YPFB	Petrobras	BG
Activos	117.572,0	90.358,2	47.922,0	53.612,0	12.545,0
Patrimonio	75.538,0	34.358,8	29.071,0	17.519,0	6.854,0
Ingresos	236.045,0	118.256,8	46.880,0	30.797,0	6.278,0
Utilidad	10.437,0	7.938,3	2.545,0	6.559,0	1.344,0

Fuente: Elaboración CEDLA, con base en información de las empresas y de la Cámara Boliviana de Hidrocarburos.

Desde *British Gas (BG)* hasta *British Petroleum (BP)*, no existe ningún punto de comparación entre los 834MM \$us asignado a YPFB y los, por ejemplo, 6.854 MM \$us de *British Gas*.

Entonces, ante esta imposibilidad de competición financiera, el único medio que el Estado ejerza dominio soberano es mediante el *control monopolístico* de tres elementos:

- Transporte y Comercialización.
- Refinación y almacenamiento
- Determinación de los precios de exportación

Pero, en lugar de posicionar a YPFB como empresa protagonista de la industria. La Ley 3058 permite la ejecución de la política sectorial sea realizada, paralelamente, por la operadora Estatal y las operadoras privadas:

Ley 3058-Artículo 17: “La exploración, explotación, comercialización, transporte, almacenaje, refinación e industrialización de los hidrocarburos y sus derivados corresponden al Estado, derecho que será ejercido por sí, mediante entidades autárquicas o a través de concesiones y contratos por tiempo limitado, a sociedades mixtas o personas privadas”.

Además, el mismo Artículo indica:

- *La comercialización en el mercado interno, podrá ser realizada por YPFB, sociedades mixtas o personas individuales o colectivas.*
- *La exportación de gas natural será efectuada por YPFB como cargador y agregador de la producción propia y de la producción del resto de las empresas operadoras en el sector.*
- *La exportación de petróleo podrá ser realizada por YPFB, sociedades mixtas o personas individuales o colectivas.*
- *La exportación de productos refinados de petróleo o gas natural podrá ser realizada por YPFB, sociedades mixtas o personas individuales o colectivas.*
- *La importación de Hidrocarburos podrá ser realizada por YPFB, sociedades mixtas o personas individuales o colectivas.*
- *La refinación, almacenamiento, industrialización y transporte del gas natural por redes podrá ser realizada por YPFB, sociedades mixtas o personas individuales o colectivas.*

Lo cierto es que bajo estas perspectivas el papel del Estado será fiscalizar y controlar las operaciones privadas, participando de espacios del mercado que no les interesen a las empresas transnacionales. Y aun que la definición de las competencias de la Vicepresidencia de Operaciones de YPFB, establece que las actividades de la cadena de Hidrocarburos se desarrollarán por la Estatal, inmediatamente ordena que este derecho sea ejercido por YPFB o a través de asociaciones con privados, reintroduciendo la lógica liberal establecida por la anterior legislación.

Así, el panorama se completa, al ver que YPFB participará como competidor con las empresas del sector y se asociará a ellas para explotar los

Hidrocarburos. Además, según lo dispuesto por el *Artículo 86*: “YPFB será agregador y/o Vendedor para toda exportación de Gas Natural que se haga desde territorio boliviano, asignando volúmenes requeridos a las empresas productoras”.

Si se realiza una comparación con la exportación de minerales denominada “por operadores privados” (en la primera mitad del siglo pasado), podemos afirmar que la principal función Estatal era asignar y distribuir los cupos de exportación entre las empresas operadoras; la cantidad de mineral exportable se dividía de acuerdo a la capacidad de explotación empresarial que tenía cada operador, con lo que se produjo una diferenciación dentro de la industria. Así, dependiendo de la participación en los volúmenes de mineral comercializado en el extranjero, se clasificó a las empresas mineras en grandes, medianas y chicas.

Ahora, la Ley 3058 revive esta función Estatal, debido a que la producción de Hidrocarburos no es dominada por YPFB, la única función real que puede cumplir es asignando los volúmenes requeridos para la venta al extranjero de los recursos explotados y también cumpliendo la función de vendedor de esa producción.

YPFB y los contratos Petroleros

La nueva Ley de Hidrocarburos establece que cualquier agente económico podrá participar en la industria mediante la firma de uno o varios contratos, bajo las modalidades de Producción Compartida, de Asociación o de Operación.

Contrato de Asociación

En el caso de un Contrato de Asociación, YPFB puede ejercer el derecho de asociarse con el Titular siempre y cuando reembolse un porcentaje de los costos directos de exploración de aquellos pozos que resulten productores. Este pago se lo podrá realizar en dinero o en la cantidad de producción correspondiente a la empresa Estatal, la participación de cada operador será distribuida una vez que se hayan pagado las regalías, participaciones y los impuestos establecidos por Ley.

Contrato de Producción Compartida

Dentro del marco del contrato de Producción Compartida, YPFB puede acceder a una participación en la producción obtenida por el Titular una vez que se hayan determinado cuánto deberá amortizar, a favor del Titular, por los inversiones realizadas en el desarrollo, la producción y el abandono del campo. Esta amortización es muy común en la industria de los Hidrocarburos, pero lo incomprensible, es que la Ley establece que (dentro de este tipo de contratos) la empresa Estatal deberá devolver un porcentaje (correspondiente a su asociación) de las regalías y participaciones que la operadora habría pagado al Estado Boliviano por la explotación de los Hidrocarburos.

También en este caso, la participación que le corresponde al Estado y el Titular será distribuida una vez que se hayan pagado las regalías, participaciones y los impuestos establecidos por la Ley.

Contrato de Operaciones

Este tipo de contrato, es aquel por el cual el Titular 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.

Si el campo es explotado, la empresa Estatal retribuirá al Titular, por los servicios de operación, un porcentaje de la producción obtenida. Esta retribución será suficiente para cubrir todos los costos de operación y la utilidad del capital empelado por el Titular, con el resto del producto, YPFB pagará las regalías y participaciones del 100% de los Hidrocarburos extraídos.

En todos los casos, la disponibilidad de la producción obtenida correspondiente a los Titulares de los contratos es de libre disponibilidad, en razón de que YPFB no tiene dominio sobre el transporte y la comercialización de los Hidrocarburos, el Estado continuará sin poder ejercer ninguna influencia o sobre el ritmo y la dirección de las exportaciones.

Capítulo II

Experiencias de Análisis Sobre la Renta Petrolera en Bolivia

Introducción

En el presente capítulo se esquematizarán los elementos centrales relacionados con la generación y reproducción del excedente, así como las áreas críticas que se identifican a partir de la evaluación cualitativa de la nueva concepción de modelo sectorial²⁴. Estos Elementos centrales, se esquematizan también mediante un análisis comparado internacional (Argentina, Australia, Brasil, Colombia, Noruega, Perú y Trinidad & Tobago) y mediante un modelo de simulación del régimen económico traducido en el esquema tributario y comercial que se aplica en la industria.

Se pretende con esto, establecer elementos analíticos que permitan determinar si las condiciones para la reproducción del excedente están dadas; en este ámbito procurar el planteamiento de las siguientes interrogantes:

- ¿Cuáles son los elementos que caracterizan la industria Hidrocarburífera en Bolivia?
- ¿Están sentados los lineamientos de política que conforme a preceptos teóricos permiten un nivel óptimo de captación de la renta por parte del Estado y a la vez dan incentivos razonables a la inversión, sea pública o privada?
- ¿Es posible lograr una armonización de políticas de atracción de flujos de inversión privada con un esquema de gestión y control monopólico Estatal de toda la cadena sectorial?
- Y de ser así, ¿Bajo qué condiciones de relacionamiento y de participación en el riesgo de la actividad exploratoria y de explotación?

²⁴ Para efectos de la evaluación cualitativa, se realizará un relevamiento de las disposiciones legales y contractuales relacionadas directa o indirectamente con el modelo de gestión y de la determinación y distribución de la renta económica. Las referidas disposiciones fueron esquematizadas en matrices ordenadas según los ejes temáticos definidos en el marco metodológico y presentan una comparación del régimen de la Ley 1689 de Abril de 1996, la Ley 3058 de Mayo de 2005 y del D.S. de Nacionalización 28701 de mayo de 2006, además de un apartado específico para la Nueva Constitución Política del Estado promulgada en Febrero de 2009.

Primera Sección

Análisis Government Take Comparado

En la última década Bolivia ha vivido un proceso continuo de reformas estructurales que han modificado radicalmente las reglas de actuación en las actividades de exploración y explotación de Hidrocarburos. Así, después del agotamiento del esquema de gestión liberal centrado en una agresiva política de inversiones, vigente entre 1996 y 2005, se inicia una fase de nuevas reformas: la primera instaurada con la promulgación de la Ley 2058, que se apoya en un modelo de gestión mixta y la segunda inaugurada con el D.S. No 28701 y reforzada en sus postulados por la Nueva Constitución Política del Estado promulgada en 2009. Estas dos últimas normas centra una visión de Estado empresario, donde YPFB queda como única facultada para realizar las actividades que integran toda la cadena de la industria y donde la inversión privada debe sujetarse en un régimen de prestación de servicios.

En lo que respecta a los resultados de la política inaugurada en 2005, se puede establecer que:

- Si bien, fruto del incremento de gravámenes directos instaurados con la Ley 3058 y el entorno de altos precios internacionales del petróleo (de 2005 a 2008), se da un crecimiento sin precedentes de la recaudación tributaria, paralelamente los indicadores sectoriales dan cuenta de una desaceleración de la inversión en exploración y explotación, que para el 2007 se sitúa en el orden de 149MMUS\$ frente a un promedio anual de 600MMUS\$ registrado en los años de 1998 y 1999²⁵.
- El comportamiento de las inversiones antes referido se traduce en un estancamiento de la capacidad productiva de Hidrocarburos, que en el caso del Gas Natural se mantuvo en los últimos cuatro años en un promedio de 40MMm por día, nivel límite para atender los compromisos corrientes asumidos con el Brasil y los necesarios para atender la demanda doméstica.
- Se evidencia la imperiosa necesidad de lograr flujos de inversiones en exploración y explotación en los principales campos gasíferos del país,

²⁵ Años de mayor inversión durante la vigencia de la Ley No 1689

para honrar el acuerdo de venta a la Argentina, los proyectos de industrialización pactados y atender la demanda interna de carburantes.

Ante el escenario descrito surge la siguiente pregunta:

¿La desaceleración en la actividad exploratoria y en el desarrollo de campos es sólo coyuntural, responde a problemas estructurales en el modelo de gestión y el diseño impositivo o está relacionada con la poca certidumbre de los mercados futuros de Gas Natural?

Una aproximación a los eventos ocurridos y las acciones en materia de políticas y agenda comercial adoptadas en este último periodo parece sugerir que el origen de este problema se encuentra en un conjunto complejo de elementos que requieren ser atendidos clarificados y estructurados.

Así, por una parte, se tiene que el acelerado proceso de reformas iniciadas en 2005 no ha permitido que sus principios marco sean traducidos en normas reglamentarias que configuren el funcionamiento del nuevo modelo de gestión sectorial, que por principio debe dotar de líneas claras de separación de responsabilidades y mecanismos de rendición de cuentas, así como de directrices específicas a los actores empresariales, sean éstos públicos o privados. En términos generales, a partir de la normativa vigente, puede establecerse que la estructuración sectorial es un proceso inacabado y, en consecuencia, existe aún poca claridad respecto a la forma y mecanismos que permitan armonizar el modelo de gestión Estatal con los incentivos necesarios a la inversión.

Por otra parte, no existen aún avances efectivos en la consolidación de mercados contratados de largo plazo (Ampliación del contrato con Brasil, consolidación de contrato con la Argentina y o nuevos proyectos) en la escala requerida no sólo para convertirse en incentivos a nuevas inversiones exploratorias, sino también para garantizar los niveles de renta necesarios para viabilizar la política de distribución interna. Finalmente, el régimen fiscal parece

incorporar grados de progresividad que se adecuen a la fase de inversión de emprendimiento y economía de campo²⁶.

1 Los Nuevos Términos de Relacionamiento entre Estado y el Inversionista

La Ley 3058 cuenta con uno de sus postulados más importantes la modificación de los términos de relacionamiento entre el Estado y los inversionistas y busca resolver el problema de “propiedad de los Hidrocarburos producidos” a través de la reversión del régimen concesionario, como el instrumento legal por excelencia para la atracción de inversiones.

En esta línea, la Ley 3058 determina en su Artículo 5to que el “Estado ejercerá, a través de YPFB, su rechecho propietario sobre la totalidad de los Hidrocarburos” y dispone la conversión obligatoria de los Contratos de Riesgo Compartido, en nuevas modalidades contractuales, los cuales podrían enmarcarse en las modalidades de producción compartida, operación y/o asociación. Adicionalmente, se establece la posibilidad de que YPFB actúe en calidad de empresa mediante la conformación de sociedades de economía mixta conforme al Código de Comercio, en la actividad de exploración y explotación²⁷.

Las tres categorías contractuales nuevas que la nueva Ley establece, tienen como característica común en que el Estado detenta la propiedad de producción y que el inversionista asume a su riesgo y cuenta la actividad exploratoria y producción de los Hidrocarburos. En el contrato de producción compartida (PSC), sin embargo, la retribución al inversionista Titula del contrato, puede efectuarse en especie, por lo que éste adquiere el derecho de comercializar la porción de la producción que le corresponde en calidad de pago. En las otras modalidades contractuales YPFB es quien asume exclusivamente este derecho, siendo el privado recompensado, mediante pagos en base monetaria que cubran los costos operativos más una participación establecida contractualmente en la utilidad del campo.

²⁶ Principio de la Renta Diferencial.

²⁷ Ambas actividades con los mayores índices de riesgo dentro de la cadena productiva Hidrocarburífera.

En este entendido se abre la posibilidad de que YPFB estructure una cartera de proyectos apoyada en lineamientos contractuales y podemos afirmar que el PSC se constituirá en el instrumento más atractivo en grandes emprendimientos toda vez que, sin ceder el derecho propietario de la producción, permite una participación de las partes más cercanas a un arreglo de socios que a la sola relación entre el propietario y el prestatario del servicio²⁸. Adicionalmente, debe anotarse que a un nivel internacional se ha privilegiado como instrumento el siguiente contrato:

- El Concesionario: En países que estructuran al sector bajo principios de competencia de mercado y donde la empresa Estatal actúa como un actor más y los PSC, que sin ceder el derecho propietario del Estado en la producción, buscan una participación conjunta de gestión (Ver cuadro siguiente).

Cuadro 1: Modalidades Contractuales de cada País

País	Denominación del Contrato	Naturaleza del Contrato (Clasificación Metodológica)
Argentina	Permisos de Exploración y Licencias de Explotación (Mayor Aplicación) en el Gob. Provincial puede establecer otro tipo de arreglos.	Contrato Concesionario o Royalty/Taxes + Otros Posibles.
Brasil	Contrato de Concesión.	Contrato Concesionario o Royalty/Taxes .
Bolivia	Contrato de Operación.	Contrato de Servicio de Riesgo.
Colombia	Contrato de Explotación y Producción E&P (Nuevo, quedan anteriores PSC).	Contrato Concesionario o Royalty/Taxes.
Noruega	Contrato de Licencia	Contrato Concesionario.
Perú	Contrato de Licencia. Contrato de Servicios. Otros que sean aprobados.	Contrato Concesionario o Royalt/Taxes. Contrato PSC y de Servicio de Riesgo.
Trinidad y Tobago	Exploration & Production License Production Sharing Contract	Contrato Concesionario o Royalty/Taxes. Contrato PSC.

Fuente: Generación, Distribución y Uso del Excedente de Hidrocarburos en Bolivia.

Bajo este contexto, el citado Decreto Supremo reitera y enfatiza lo establecido por la Ley No 3058: a) La obligatoriedad de las empresas petroleras que realizan actividades de producción de Gas y Petróleo en el territorio nacional de

²⁸ Característica de los contratos de servicios puros.

entregar en propiedad a YPFB toda la producción de Hidrocarburos (Art. 2); b) Que YPFB, a nombre y en representación del Estado, en ejercicio pleno de la propiedad, debe asumir la comercialización de Hidrocarburos, definiendo las condiciones, volúmenes y precios tanto para el mercado interno como para la exportación y la industrialización (Art. 2); c) Que el Estado toma el control y la dirección de la producción, transporte, refinación, almacenaje, distribución, comercialización e industrialización de Hidrocarburos en el país [...] y recupera su plena participación en toda la cadena productiva del sector de Hidrocarburos (Arts. 5 y 7).

En cumplimiento del citado Decreto, en octubre de 2009 se suscriben con todas las empresas que operan en campos hidrocarburíferos del país, contratos de operación que por su naturaleza responde a la categoría de servicio de riesgo. Este modelo nuevo de relacionamiento tiene la característica de que todas las función relativas a la aprobación de programas de trabajo y planes de desarrollo de campos, comercialización de Hidrocarburos, incluyendo asignación de mercados y las variables de valoración de los ingresos, pagos de la retribución y tributos, dependen de YPFB y, en consecuencia, de su adecuada gestión técnica, comercial financiera y administrativa, como se muestra en el siguiente esquema, el único pago al aporte de capital privado está en función de los ingresos generados por las actividades que YPFB le toca asumir en calidad de único comercializador del “pool de Hidrocarburos”: (figura2)

Desde el punto de vista del inversionista, este esquema supone:

- Que YPFB dé garantías serias de capacidad de gestión para la apertura de nuevos mercados; esto involucra la integración del negocio desde su recepción en el campo, pasando por el transporte, hasta la entrega al cliente.
- La consolidación de estos mercados de largo plazo y fundamentalmente para los proyectos vía gasoducto, enfatizan que se necesitará el avance sincronizado tanto de cronogramas de inversión desde la fase de la producción, sistemas de adecuación y transporte (esto por parte del vendedor) hasta los requerimientos para el país importador.

- La capacidad de gestión administrativa y financiera de YPFB para el pago oportuno de los costos asociados a la operación, el pago al capital (flujo de caja) y la participación contractual en utilidades al inversionista, así como para propiciar un sistema transparente basado en sistemas óptimos de rendición de cuentas.
- Y la generación de reglas claras de formación de precios.

Cerca a los cuatro primeros años de la refundación de YPFB, se presentan dificultades en este campo, demostrando la imposibilidad técnica y financiera, tanto de la Estatal como de la empresa ERNASA de la Argentina. Demostrando la incapacidad para la viabilizar el contrato suscrito de exportación de Gas Natural (octubre 2006)²⁹. Son en nuestros días un problema latente y su resolución el principal desafío para generar condiciones objetivas para la reactivación de la actividad productiva del país.

Sin embargo, más allá de estos problemas, cabe notar que, con la aprobación de la Nueva Constitución Política del Estado en 2009, se ha introducido una serie de disposiciones que por su amplitud resultan difíciles de interpretar y que pueden impactar y resultar en nuevos ajustes al modelo estructural vigente.

Estructuración Sectorial y Características del modelo de gestión

Después de la promulgación de la Ley 3058 y de la Nueva Constitución Política del Estado se genera en el país un proceso de cambio en el esquema de estructuración sectorial. (ver figura3)

El diseño sectorial de la Ley genera problemas relacionados con las atribuciones y responsabilidades sectoriales que no siguen principios dirigidos al establecimiento de sistemas óptimos de rendición de cuentas y separación de funciones acordes con la naturaleza y objeto constitutivo de cada una de las entidades. Estos aspectos se reflejan en:

²⁹ Contrato interrumpible.

- YPFB, además de cumplir funciones empresariales y de eventual operador de toda la cadena, cumple responsabilidades de comercializador, de administrador de contratos, como sujeto de tributos y fiscalizador de las actividades del *upstream*, incluyendo las de certificador de la producción para efectos impositivos. Estas funciones, entre empresariales y aquellas de administrador de contratos y fiscalizador; no sólo introduce problemas de rendición de cuentas y de riesgo tributario, sino también lleva a situaciones excepcionales donde se constituirá a la vez a YPFB en administradora y operadora de contratos y en una entidad contratante y contratista.
- La Superintendencia de Hidrocarburos mantiene las funciones de regulador en el *downstream* que le fueron otorgadas bajo la vigencia del al Ley 1689. Llama la atención la no adecuación de sus competencias a las nuevas características sectoriales, según las cuales correspondería su participación tanto como fiscalizador de las actividades E & P, como de administrador de contratos

Con la promulgación de D.S. NO. 28701, los problemas se verán acentuados para YPFB, ya que se hace urgente el establecimiento de principios de regulación y fiscalización que sean arbitrados mediante una entidad independiente, viendo que a YPFB se le otorgan atribuciones que van más allá de las empresariales o de administrador de contratos.

Así, al determina que “YPFB, a nombre y en representación del Estado, en ejercicio pleno de la propiedad de todos los Hidrocarburos producidos en el país, asume su comercialización, definiendo las condiciones, volúmenes y precios tanto para el mercado interno como para la exportación y la industrialización”, no solo se introducen grados de discrecionalidad, sino que otorgan funciones de política que por su naturaleza corresponden a la entidad ministerial cabeza de sector. Por consiguiente, queda pendiente la emisión de la norma que cree esta entidad reguladora y que defina de manera específica los principios que regirán en la regulación técnica y económica de cada una de las unidades de negocio que hacen a la industria.

Consideraciones relativas a la naturaleza empresarial de YPFB

A partir de la puesta en vigencia del llamado proceso de nacionalización, se han aprobado una serie de decretos supremos emitidos para regular la naturaleza empresarial de YPFB, los cuales se destacan en orden cronológico:

- *Ley 3058 mayo 2005*: Que en su artículo 22 otorga a YPFB la calidad de “Empresa Autárquica de Derecho Público”, bajo tuición del Ministerio de Hidrocarburos y determina que “YPFB estará constituida por un Directorio, un Presidente Ejecutivo y dos Vicepresidencias. La primera de Administración y Fiscalización y la Segunda Operativa para que participen en todas las actividades petroleras”.
- *Decreto Supremo 28324 septiembre 2005*: define “YPFB como empresa autárquica de derecho público de duración indefinida, que goza de personalidad jurídica propia y autonomía administrativa, técnica y económica, así como de capital y patrimonio propios”. Uno de los aspectos más destacados es que deja abierta la posibilidad de la participación societaria de YPFB con otras empresas, al establecer “j) Autorizar, recibir y aportar activos, concesiones, privilegios, proyectos y otros bienes o derechos, para la constitución o participación en sociedades”; “k) Autorizar la conformación de sociedad comerciales para participar en las actividades de exploración y explotación o cualquier actividad de la cadena productiva de los Hidrocarburos de acuerdo a Ley”; “p) Autorizar la designación de los representantes de YPFB ante otras empresas con las que se encuentra asociada”.
- *Decreto Supremo 28631, marzo 2006*: Artículo 34) conceptualiza a las empresas públicas de la siguiente forma: “Las empresas del sector público se hallan constituidas con capital del Estado. su estructura empresarial estará sujeta a las normas de su creación y desarrollo de sus actividades y al control del ministerio del sector. Sus operaciones obedecerán a los mandatos constitucionales y las Leyes respectivas del sector, deben desarrollar sus actividades con criterios de eficiencia económica y administrativa y tener la capacidad de ser auto sostenibles”. Además enfatiza en su Artículo 35: “Las Sociedades de Economía Mixta están constituidas con capital del Estado y capital

privado, los mecanismos de funcionamiento están basados en los términos de su constitución, donde el Estado es propietario de una parte del paquete accionario”.

- *Decreto Supremo No. 28701, mayo 2006*: Esta norma que tendría que haber establecido las bases del nuevo régimen jurídico de la empresa Estatal, se limitó a fijar un plazo para la adopción de esta trascendente definición. Así, el derecho se refiere a este tema únicamente en su Artículo octavo, que a la letra determinada indica: “en 60 días, a partir de la fecha de promulgación del presente Decreto Supremo y dentro del proceso de refundación de YPFB se procederá a su reestructuración integral, convirtiéndola en una empresa corporativa, transparente, eficiente y con control social”.
- *Decreto Supremo 29507 y 29509, abril 2008*: La primera tiene por objeto instruir a YPFB la implementación de una estrategia institucional que permita su desarrollo como empresa Estatal petrolera de carácter corporativo, en su Artículo 4 (inciso b), Parágrafo I) y en su Artículo 5, atribuciones de YPFB presumiblemente vinculadas a figuras comerciales del Código de Comercio, según las cuales queda autorizada a: “Constituir y operar nuevas empresas en el marco del Código de Comercio y la normativa aplicable a este efecto, en las cuales YPFB asuma la propiedad como mínimo del sesenta por ciento (60%) del capital social de dichas empresas”; y “conformar sociedades comerciales a través de sus empresas subsidiaras y otras empresas del Estado, para su posterior adecuación y conformación societaria en relación a la mayoría accionaria, control y dirección de las empresas constituidas, dentro del marco de las normas del Código de Comercio”
- *Constitución Política del Estado, febrero 2009*: En su Artículo 363, parágrafo II dispone lo siguiente: “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 y YPFB tendrá una participación accionaria no menor al cincuenta y uno por ciento del total del capital social (51%)”.

- *Finamente el Decreto Supremo No. 29894, febrero 2009:* Regula la estructura organizativa del órgano ejecutivo del Estado plurinacional, determina que: “Las empresas públicas, mixtas y otras de donde el Estado tenga participación, se adecuaran a la nueva Constitución Política del Estado, a cuyo efecto se emitirá la norma correspondiente que regula su creación, estructura, administración, control y otros relativos a su desenvolvimiento, en el plazo de 90 días” Hasta la fecha la disposición legal prevista aun no habría sido emitida³⁰.

Así, los preceptos para construir a YPF B como un *Holding*³¹ corporativo tendrán un carácter únicamente enunciativo en tanto no exista una adecuación del Código de Comercio y/o la emisión de marcos legales complementarios que regulan la creación, funcionamiento y control gubernamental de sociedades, que siendo en esencia comerciales cuenten con participación accionaria Estatal. En lo que respecta al orden legal, podemos decir que:

- En el ámbito del *Código de Comercio*: Indica que no contiene normativa sobre la figura de una entidad Estatal que pueda o no ser socia accionista de una sociedad comercial. En su Artículo 425 la Sociedad Anónima Mixta (SAM) es una entidad privada y no pública, por ello su patrimonio no forma parte del patrimonio del Estado. Tampoco existe una normativa específica que regule el caso de una sociedad anónima que pasa a ser SAM por la incorporación de un accionista que sea una entidad Estatal. Este sería el caso de las sociedades anónimas que fueron objeto de nacionalización y que actualmente tienen a YPF B como uno de sus principales accionistas.
- *Ámbito de la Constitución Política del Estado*: La disposición del Artículo 363 de la NCPE, autoriza a YPF B la conformación de asociaciones o sociedades de economía mixta para ejecutar todas las actividades que integran la cadena hidrocarburífera, con una participación accionaria no menor al 51% del capital social. Este aspecto no es un problema menor, ya que, sobre la vigencia del Código de Comercio, aportar a una SAM

³⁰ Ciales, Urcullu y Antezana 2009.

³¹ Compañía que controla las actividades de otras mediante la propiedad de todas, o de una parte significativa de sus acciones. El término se usa igualmente para designar al conglomerado así formado.

implica escindir una porción del patrimonio del Estado y convertir esa porción en un patrimonio privado³², dado esto, solo podrá existir esa conversión si se genera un mandato legal expreso del órgano legislativo.

En este entendido para que se considere a YPFB como empresa Estatal con características de Holding corporativo, hacen indispensable:

- Entender a YPFB como una entidad empresarial sujeta a regulación y no como reguladora de los contratos suscritos por el Estado (función que ha ido practicando últimamente) y sobre la denominación “corporativo o corporación” denota ya en sí misma “la intención de revestir al sujeto que se adjetiva con una característica orientada hacia el comercio o hacia alguna actividad operativa”³³.
- Hacer efectivos los preceptos legales y los propios estatutos de YPFB, que la conceptualizan como empresa autárquica y de esta forma establecer disposiciones conexas y complementarias que eviten la injerencia política en la toma de decisiones empresariales. Asimismo, por las experiencias internacionales una medida importante para evitar la intervención política en la empresa pública, es permitir la participación accionaria privada; que permitirá prácticas de un buen gobierno corporativo y de protección de minoría. Esta acción llevaría a mecanismos de elección de mandos ejecutivos y de directorio donde primarían las decisiones de la asamblea de accionistas.
- Definir el rol que desempeñe la inversión privada en este modelo, en la medida en que la participación accionaria privada en YPFB se mantenga o se considere deseable.

³² Resultados de análisis de los expertos consultados IBID.

³³ Criales, Urcullu y Antezana 2009.

Experiencia internacional: Lineamientos de estructuración sectorial aplicados en Bolivia, Colombia y Perú

Con el propósito de ilustrar los principios rectores recomendables se ha seleccionado tres países de la región que son considerados como ejemplos de ordenamiento sectorial y han buscado establecer reglas de actuación claras a los actores involucrados en la industria hidrocarburífera.

Como nos explica el esquema comparado, el ordenamiento sectorial de los países estudiados sigue las siguientes líneas:

- Separación de atribuciones según tres áreas:
1) Normativa 2) Regulatoria y 3) Empresarial.
- En cada uno de los esquemas descritos, las empresas Estatales petroleras están exclusivamente ajustadas a un orden empresarial y no como en el caso de Bolivia que YPFB está ajustada como un *Holding*.
- En cada uno de los casos debe notarse que las funciones de administración de contratos y de regulación son cumplidas por entidades independientes. Además, las empresas petroleras estatales actúan en el marco de principios de competencia y deben someterse a las reglas de supervisión, control y regulación que aplican para la industria hidrocarburífera general.
- Las agencias encargadas de la comercialización de los hidrocarburos son las que efectúan los pagos y tributos que corresponden a dicha explotación.
- Además, sus normativas establecen métodos de formación de precios que reflejan las condiciones de sus mercados.
- Y en cuanto a la conformación de las empresas estatales, se debe recalcar que están constituidas bajo figuras comerciales, organizadas bajo la forma de sociedades anónimas y con la posibilidad de
- participación accionaria privada.

Régimen económico: Estructura impositiva y análisis comparado internacional

Un factor clave para incentivar la inversión es la estructura de un régimen fiscal que incorpore mecanismos de captación tanto de rentas diferenciales, rentas absolutas, como de cuasi rentas monopólicas. Así mismo, garantizar sistemas de formación de precios que respondan a condiciones vigentes y razonables de mercado. En este sentido, el objetivo de una política hidrocarburífera, independientemente de quién detente la propiedad y controle la actividad extractiva y productiva, es lograr sostenibilidad de largo plazo en términos de inversión, generación y apropiación de la renta Estatal. Al mismo tiempo se debe estudiar los mecanismos apropiados para la generación y optima captación de la renta por parte del Estado, en el largo plazo, al mismo tiempo generar la continuidad de las actividades de exploración y explotación, manteniendo incentivos razonables para la toma de riesgo inherente a estas fases de la cadena productiva.

Para poder comprender como estos preceptos son incorporados en diferentes economías y compararlas al caso boliviano, se ha desarrollado la siguiente matriz comparada. Ver Matriz.

Como se puede apreciar en la Matriz Comparativa, incorpora las economías de Argentina, Australia, Bolivia, Brasil, Colombia, Noruega, Perú y Trinidad & Tobago. A partir de parámetros de comparación, se puede evidenciar lo siguiente:

- Los países estudiados permiten el establecimiento de regímenes concesionarios en lo que el inversionista adquiere el derecho de libre disponibilidad de la producción obtenida, a excepto de Bolivia, donde solo es posible el contrato de servicio. Además que Argentina, Colombia y Trinidad & Tobago tienen la posibilidad de establecer contratos de producción compartida.
- Todos los países excepto Noruega, combinan sistemas de cargas ciegas y de impuestos sobre las utilidades. Se debe recordar que a nivel teórico es recomendable establecer gravámenes que acompañen la economía

del campo, es decir sistemas progresivos que peritan la captura de utilidades y extra utilidades³⁴.

Para entender mejor esto, se presentaran cada unos de los sistemas fiscales presentados dentro de esta matriz:

Nivel de Cargas Directas: Australia, Brasil, Colombia, Perú y Trinidad &Tobago; tienen regímenes progresivos o diferenciados, según las condiciones de cada campo. Argentina y Bolivia, establecen cargas fijas y Noruega no introduce ningún sistema por la vía de regalías ni impositivo. Los países que aplican cargas directas escalonadas muestran grados de progresividad, mediante políticas de incentivo. Según el caso están referidos a riesgos geológicos, escalas de producción, rendimiento económico, tipo de campo, área de explotación *onshore* u *offshore*³⁵ y por profundidad de perforación.

Por la diferenciación entre emprendimientos de Gas Natural y Petróleo, Colombia y Trinidad & Tobago establecen sistemas diferenciados para ambos productos, introducen mayores incentivos (en menores cargas) para el Gas Natural. En este grupo de países, la tasa más alta de gravamen a la producción es de 25% y de los países que aplican cargas ciegas, Bolivia es el país que muestra la tasa más alta con un 50%³⁶ de la producción fiscalizada.

Impuesto a las Utilidades: Todos los países presentan impuestos sobre las utilidades, que responden a principios de esquemas internacionales. Los países que muestran cargas ciegas parecen privilegiar un sistema apoyado en las utilidades con tasas entre 25% a 35%.

Los modelos tributarios de Australia, Brasil, Colombia, Noruega y Trinidad & Tobago insertan previsiones referidas a la captura de extra rentas, a través del establecimiento de tasas a rentas, participaciones especiales y derechos económicos. En los Casos de Australia y Noruega estos gravámenes especiales solo se aplican en operación *Offshore* y en Trinidad & Tobago únicamente para el petróleo con tasas diferenciadas en explotación *Offshore* y

³⁴ Renta diferencial y Renta Absoluta.

³⁵ Onshore: Campos en tierra.

Offshore: Campos marítimos.

³⁶ 18% de regalías y 32% por IDH.

Onshore. Asimismo estas tasas extraordinarias en la mayor de la parte son progresivas con excepción de Australia y Noruega. De igual forma, Noruega y Trinidad & Tobago, aparecen como referentes de países con políticas que privilegian fuertemente estructuras basadas en la captura de utilidades.

Precios para la valoración de Hidrocarburos: Los precios, tanto en cuanto a ingresos como para efectos tributarios, son referenciales reales que reflejan condiciones de mercado vigentes. Solo Argentina y Bolivia mantienen una estructura de precios congelados en su mercado interno, o que no guardan tendencias internacionales. Esto no solo crea imperfecciones de mercado, sino que son financiados por la economía Estatal y al mismo tiempo impactan directamente en la generación de la renta. En el caso de Argentina, esta estructura impacta al Gas Natural y en Bolivia a todo los productos de campo.

Impuesto a las Exportaciones: El caso Argentino es particular, ya que presenta un impuesto a las exportaciones con un fuerte gravamen al petróleo, cosa que en ningún otro escenario se presenta.

Disposiciones Legales Específicas: En general se adoptan disposiciones legales basadas en principios *arm's length prices* de la OECD (*Organization for Economic Cooperation and Development*). En base a estos principios es necesario detectar el diseño económico en el que se encuentra Bolivia en esta área productiva.

Por una parte se cuenta con un régimen fiscal, instaurado por la Ley 3058 apoyado en un nivel de “cargas ciegas” del 50% del valor de la producción, además de otros impuestos según Ley. Ver Matriz 2.

Partiendo del principio de que buena parte de la renta generada por la actividad es diferencial, este nivel de gravámenes directos podría inviabilizar inversiones en emprendimientos que por su tamaño o localización no permitan economías a escala o situaciones adversas de mercado. Adicionalmente, actuaría como un mecanismo perverso al acortar el ciclo económico del campo hidrocarburífero y con esto se produciría el cierre de campos. En caso de aplicarse un régimen tributario diferenciado y más flexible se podría generar una producción en un

mayor plazo. Por otra parte, los ingresos de actividad de explotación están valorados a precios de mercado (Ver matriz 3).

El mercado en este ámbito, muestra serios problemas de distorsión, si bien la estructura de precios en el mercado doméstico se mantiene congelada a un nivel de 27US\$/Bbl para el Petróleo y entre 0,98 US\$/MPC a 1,30 US\$/MPC para el Gas Natural.

Esta producción se torno crítica ya que el 100% de la producción se destina al mercado interno y cuya cotización en el mercado externo gira en un rango aproximado de 50US\$/Bbl a 120US\$/Bbl. Esta política implica una subvención a través del TGN para atender el mercado domestico, adicionalmente el D.S. No. 28701 introduce importantes grados de discrecionalidad, al establecer que YPFB asume la comercialización de todos los Hidrocarburos, definiendo las condiciones, volúmenes y precios del mercado interno, externo y para la industrialización. Finalmente es necesario establecer condiciones para lograr mayores inversiones no sólo en el desarrollo de campos, sino también en la fase de exploración, que implica generar flujos de caja, dado el régimen económico aplicable, con valores actualizados netos positivos y retornos a la inversión razonablemente atractivos.

Para robustecer la información de que los proyectos de inversión son poco atractivos bajo este régimen tributario vigente, se aplicará un modelo cuantitativo al campo Margarita, considerando las necesidades de inversión adicional que oscilan entre 1.500 y 2.000 MM US\$, bajo un contexto de riesgo.

Cuadro 2: Government Take en Campo Margarita (Aplicación de régimen tributario Vigente) volumen 15MM mcd

Precio del Gas - Boca de Pozo (US\$/MM BTU)	Precio del Condensado - Boca de Pozo (US\$/Barril)	VAN - @20%	Government Take (% de la Utilidad)*	Government Take a la Boliviana (% de ingresos Brutos)
1,00	25,00	(590,1)	-268,6%	56,6%
5,00	25,00	68,8	96,0%	62,7%
10,00	25,00	835,3	79,6%	65,0%

Fuente: Generación, Distribución y Uso del excedente de Hidrocarburos en Bolivia. Granado/Mokrani/Medinaceli/Gamucio.

El anterior cuadro nos muestra el grado de competitividad del campo Margarita en relación a la estructura fiscal de nuestro país. Pero adicionalmente se ha efectuado una simulación del mismo campo en relación a estructuras fiscales diferentes, se tomó el caso de Argentina, Perú y Trinidad y Tobago.

Cuadro 3: Simulación de Government Take en campo Margarita (Aplicación de regímenes tributarios vigentes en cuatro países)

Precios - Boca de Pozo		Government Take (%)			
Gas Natural (US\$/MM BTU)	Petróleo (US\$/Barril)	Argentina	Bolivia	Perú	Trinidad & Tobago
5,00	25,00	55,98%	96,0%	59,19%	66,65%
10,00	25,00	48,37%	76,6%	50,42%	57,57%

Fuente: Generación, Distribución y uso del excedente de hidrocarburos en Bolivia. Granado/Mokrani/Medinaceli/Gamucio.

Lo anterior nos muestra la necesidad de flexibilizar el sistema impositivo dirigido a establecer mejores mecanismos dado que, precios bajos de venta no generan el incentivo correcto a la inversión. Los umbrales de precios y volúmenes que bajo el régimen tributario de nuestro país hacen no rentable la actividad serán ilustrados en los resultados del modelo cuantitativo que se presenta a continuación:

Evaluación de la Renta económica y resultados.- Características y supuestos del Modelo:

- Con datos de precios y producción se construyó un flujo de caja para cada uno de los campos en actual funcionamiento.
- Sólo se considera la producción de Gas Natural y Petróleo, no así de Gas Licuado de Petróleo (GLP), dado que una planta de separación debe analizarse como un “*stand alone Project*”. Es decir, que la rentabilidad de las operaciones de exploración y explotación son independientes de la rentabilidad de una planta de separación, así mismo, no existen subsidios cruzados entre estas dos operaciones.
- Los precios de venta utilizados, para el mercado externo e interno, son aquellos utilizados para pagar regalías y participaciones al TGN, establecidos por la Ley 3058.
- Dado que es imposible realizar una proyección de precios del petróleo confiable a mediano y largo plazo, los escenarios utilizados en este

documento deben ser interpretados en la situación “que pasa si...”, es por eso que la precisión no es relevante solo es importante conocer el cambio de las variables de interés en distintos escenarios de precios.

- Se utilizará tres proyecciones del precio internacional del WTI³⁷: 30, 70 y 100 US\$/Barril.
- La tasa de descuento es de 15%, tanto para el flujo de caja, como para las variables: 1) Regalías 2) Participaciones 3) Impuestos 4) Inversiones 5) Ingresos Totales y 6) Costos de Operación y Capital. En el caso del campo Margarita y cuando éste abastece el mercado Argentino se asume una tasa de descuento del 20%.
- El modelo se construye de tal manera que se considera la demanda externa de Gas Natural como una variable exógena. En el caso del Petróleo se asume que la tasa de declinación de los campos permanece inalterada, por ello, ésta producción cae en el tiempo y sólo se incrementa si existe producción adicional de Gas Natural.
- Si el VAN es negativo, entonces se decide el cierre del campo. El Impuesto a las Utilidades de las Empresas (IUE) y el Impuesto a la remisión de Utilidades al Exterior (IRUE) se lo realiza por campo. No se calculará el pago del Impuesto al Valor Agregado (IVA), tampoco se considerará el pago del Impuesto a las Transacciones (IT)³⁸. Finalmente, tampoco se considera el pago del impuesto especial a los hidrocarburos y derivados (IEHD) dado que el análisis se centra en las operaciones del *upstream*.
- Los costos de operación (Opex) se calculan por campo y se expresan en US\$/Boe (Barril equivalente de petróleo); luego a mayor producción se asume un costo unitario menor y se asume que el costo máximo de cada campo marginal es de 5US\$/Boe, que es el límite superior de los costos conocidos.

³⁷ West Texas Intermediate.

³⁸ De acuerdo al Artículo 3 de la Ley No.1731, se exenciona del pago del impuesto a las transacciones la compra y venta de gas natural y petróleo en el mercado interno, modificado nuevamente mediante la Ley 2493.

- Los precios en boca de pozo del mercado interno, tanto para el Gas Natural como para el Petróleo, son fijos en 1,50US\$/MM BTU y 28,9 US\$/Barril, respectivamente.

Costos de Operación Opex (US\$/Boe)

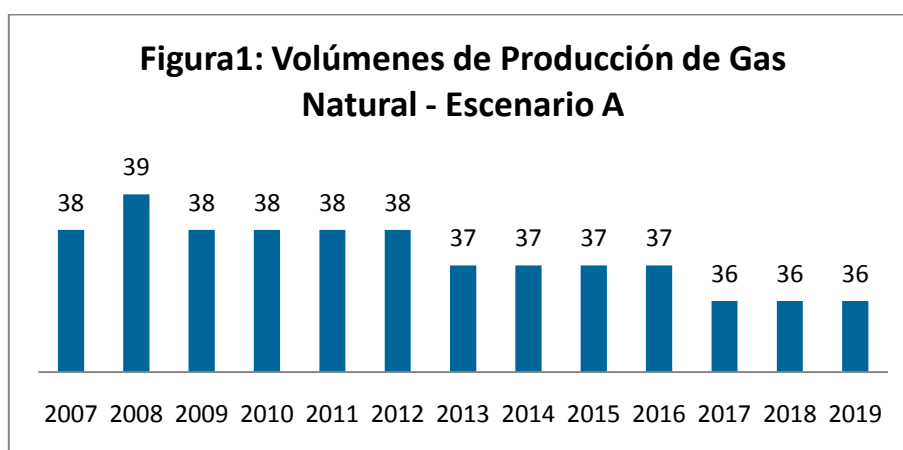
El precio del gas natural, en boca de bozo, para la exportación está en función del precio internacional del WTI, de acuerdo a la siguiente fórmula³⁹:

$$P_{pet, exp} = 0,021499 + WTI \cdot 0,057929 - 0,24$$

El precio de exportación (en punto de fiscalización) del petróleo está en función del precio internacional del WTI, de acuerdo a la siguiente expresión⁴⁰:

$$P_{pet, exp} = WTI - 6$$

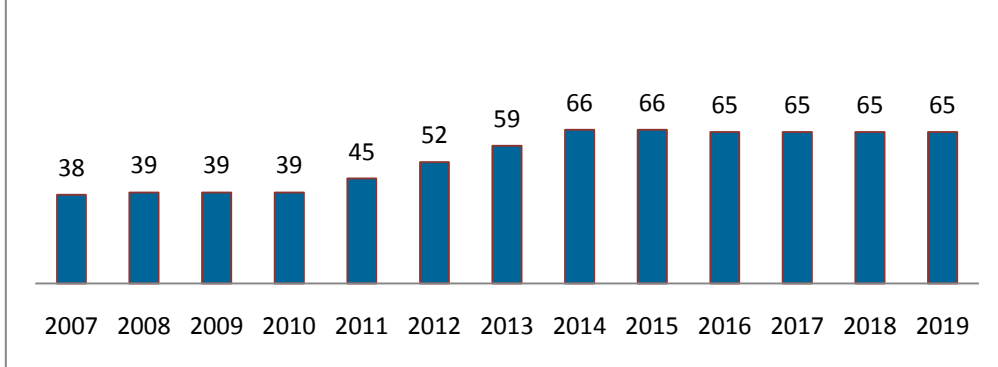
Respecto a la proyección de volúmenes de producción se asumen dos escenarios. El “escenario A” con los mercados actuales de la producción boliviana (Interno y Brasil). Por otra parte, en el “Escenario B” se le añade al “Escenario A” la producción necesaria para abastecer el mercado argentino, estos resultados se presentan en las siguientes figuras:



³⁹ Estimada por mínimos cuadrados ordinarios. Contrastando el precio del WTI y los precios de Gas Natural al Brasil.

⁴⁰ Es necesario señalar que la exportación de petróleo se realiza a través del puerto de Arica, por ello, al restar 6 US\$/Barril al precio internacional WTI, calcula la paridad de exportación del petróleo producido en Bolivia.

**Figura 2: Volúmenes de Producción de Gas Natural
Escenario B**



Resultados obtenidos:

Las tablas que se presentan a continuación resumen los resultados (en millones de dólares) del escenario actual (sin el mercado Argentino) en los tres escenarios de precios considerados. Además de los resultados sobre la recaudación fiscal, también se presentan los indicadores de *Government Take*, tradicional y “a la boliviana”. La diferencia entre ambas es que en el caso usual se contrastan los ingresos fiscales con la utilidad de la actividad⁴¹ y en el otro caso, por el contrario, se contrasta la recaudación contra los ingresos brutos en punto de fiscalización.

Cuadro 3: Escenario Actual sin Mercado Argentino

año	Regalías y Participaciones 18% - MM US\$	IDH - 18% (MM US\$)	YPFB - Nacionalización x% (MM US\$)	IUE & IRUE (MM US\$)	Total (MM US\$)	<i>Government Take</i> a la Boliviana	<i>Government Take</i> Tradicional
2010	231,3	411,2	97,9	124,4	864,8	67,3%	73,9%
2011	225,8	401,5	100,0	123,4	850,7	67,8%	
2012	222,5	395,6	100,4	122,4	840,9	68,0%	
2013	216,3	384,6	99,8	121,9	822,7	68,5%	
2014	2145,5	383,2	99,3	122,2	820,3	68,5%	
2015	214,6	381,5	98,3	122,2	816,6	68,5%	
2016	211,7	376,4	97,1	120,9	806,2	68,5%	
2017	205,3	364,9	96,0	119,7	785,9	68,9%	
2018	201,1	357,5	95,1	120,2	773,9	69,3%	
2019	200,4	356,2	94,4	120,1	771,1	69,3%	

⁴¹ En el caso del *Government Take*. Usual, sólo se tiene una observación dado que ella se construye para el período 2010-2019.

Cuadro 4: Escenario Actual sin Mercado Argentino

año	Regalías y Participaciones 18% - MM US\$	IDH - 18% (MM US\$)	YPFB - Nacionalización x% (MM US\$)	IUE & IRUE (MM US\$)	Total (MM US\$)	Government Take a la Boliviana	Government Take Tradicional
2010	435,7	774,5	407,7	190,0	1.807,9	74,7%	77,4%
2011	430,0	764,5	401,7	192,0	1.788,2	74,8%	
2012	425,9	757,1	390,3	194,5	1.767,8	74,7%	
2013	411,8	732,2	376,3	193,6	1.714,0	74,9%	
2014	410,5	729,8	363,7	197,8	1.701,8	74,6%	
2015	408,8	726,8	350,9	201,5	1.688,1	74,3%	
2016	405,3	720,5	338,8	203,6	1.688,3	74,1%	
2017	397,3	706,3	327,7	205,2	1.636,5	74,1%	
2018	388,5	690,6	317,4	207,2	1.603,7	74,3%	
2019	387,2	688,3	308,1	209,8	1.593,4	74,1%	

Cuadro 5: Escenario Total Actual sin Mercado Argentino

año	Regalías y Participaciones 18% - MM US\$	IDH - 18% (MM US\$)	YPFB - Nacionalización x% (MM US\$)	IUE & IRUE (MM US\$)	Total (MM US\$)	Government Take a la Boliviana	Government Take Tradicional
2010	690,7	1.227,9	747,3	291,4	2.957,3	77,1%	77,8%
2011	684,7	1.217,3	720,9	300,2	2.923,2	76,8%	
2012	679,5	1.208,0	688,6	309,3	2.885,4	76,4%	
2013	659,2	1.171,9	651,2	310,9	2.793,2	76,3%	
2014	657,1	1.168,3	620,8	320,7	2.766,9	75,8%	
2015	654,6	1.163,6	592,2	329,2	2.739,6	75,3%	
2016	650,2	1.155,9	566,2	335,7	2.706,0	75,0%	
2017	640,6	1.138,8	542,8	340,6	2.662,8	74,8%	
2018	625,7	1.112,4	521,6	344,2	2.603,9	74,9%	
2019	623,6	1.108,7	502,7	349,7	2.584,8	74,6%	

Fuente: Granado/ Mokrani/ Medinaceli/ Gamucio

El cuadro 5 contiene los tres escenarios, e intuitivamente podemos esperar que en los tres escenarios, que la recaudación fiscal es altamente sensitiva respecto del precio internacional de petróleo.

El canal de transmisión que genera la sensibilidad de los precios de los hidrocarburos de Bolivia con respecto al precio internacional del petróleo, es generado por el contrato de exportación de gas natural al Brasil. Toda vez que se asumen constantes los precios de venta del gas natural y el precio en el mercado interno.

**Cuadro 6: Resumen de Resultados – Escenario Actual
(En millones de Dólares)**

Año	Recaudación: 18%+32%+x%+IUE+IRUE (MMUS\$)		
	Precio WTI US\$/Barril 35	Precio WTI US\$/Barril 70	Precio WTI US\$/Barril 100
2010	865	1.808	2.957
2011	851	1.788	2.923
2012	841	1.768	2.885
2013	823	1.714	2.793
2014	820	1.702	2.767
2015	817	1.688	2.740
2016	806	1.668	2.708
2017	786	1.636	2.663
2018	774	1.604	2.604
2019	771	1.593	2.585

La anterior tabla presenta los resultados del ejercicio numérico incorporando el proyecto de exportación de gas a la Argentina. Como se puede observar, los resultados son iguales a los obtenidos en la primera tabla, es decir que bajo condiciones donde este mercado no fue considerado.

Es decir que bajo un precio cercano a las 35US\$/Barril y el actual sistema impositivo aplicado en el país no otorgan el incentivo necesario para la inversión en el desarrollo de este campo, por ello, no es posible abastecer este nuevo mercado. *De acuerdo a cálculos preliminares, un precio internacional del petróleo por debajo de 46,2 US\$/Barril no viabiliza la inversión para este nuevo mercado.*

Las dos siguientes tablas resumen los resultados de este nuevo escenario con precios de 70 y 100 US\$/Barril. Como es ya de conocimiento, si estos precios se mantienen en el tiempo, entonces sí existen los incentivos necesarios para realizar la inversión, aun con el sistema impositivo actual. Es bueno recordar que se asume que toda la producción provendría del campo Margarita. Entonces la economía a escala es importante y finalmente el cuadro 7 resume los resultados de este escenario.

Cuadro 7: Resultados Escenario Actual con Argentina – 35 US\$/Barril

año	Regalías y Participaciones 18% - MM US\$	IDH - 18% (MM US\$)	YPFB - Nacionalización x% (MM US\$)	IUE & IRUE (MM US\$)	Total (MM US\$)	Government Take a la Boliviana	Government Take Tradicional
2010	231,3	411,2	97,9	124,4	864,8	67,3%	74%
2011	225,8	401,5	100,0	123,4	850,7	67,8%	
2012	222,5	395,6	100,4	122,4	840,9	68,0%	
2013	216,3	384,6	99,8	121,9	822,7	68,5%	
2014	215,5	383,2	99,3	122,2	820,3	68,5%	
2015	214,6	381,5	98,3	122,2	816,6	68,5%	
2016	211,7	376,4	97,1	120,9	806,2	68,5%	
2017	205,3	364,9	96,0	119,7	785,9	68,9%	
2018	201,1	357,5	95,1	120,2	773,9	69,3%	
2019	200,4	356,2	94,4	771,1	771,1	69,3%	

Cuadro 8: Resultados Escenario Actual con Argentina – 70 US\$/Barril

año	Regalías y Participaciones 18% - MM US\$	IDH - 18% (MM US\$)	YPFB - Nacionalización x% (MM US\$)	IUE & IRUE (MM US\$)	Total (MM US\$)	Government Take a la Boliviana	Government Take Tradicional
2010	435,7	774,5	393,2	175,6	1.778,9	73,5%	77%
2011	543,3	965,9	384,2	157,9	2.068,3	68,6%	
2012	656,6	1.167,2	376,5	247,0	2.447,3	67,1%	
2013	761,1	1.353,1	367,2	305,7	2.787,2	65,9%	
2014	876,2	1.557,7	358,8	538,3	3.331,1	68,4%	
2015	874,6	1.554,8	348,6	577,1	3.355,1	69,1%	
2016	871,0	1.548,5	339,1	620,3	3.379,0	69,8%	
2017	863,0	1.534,3	329,2	627,3	3.353,9	70,0%	
2018	854,2	1.518,6	320,1	635,0	3.327,9	70,1%	
2019	852,9	1.516,2	311,8	643,3	3.324,3	70,2%	

Cuadro 9: Resultados Escenario Actual con Argentina – 100 US\$/Barril

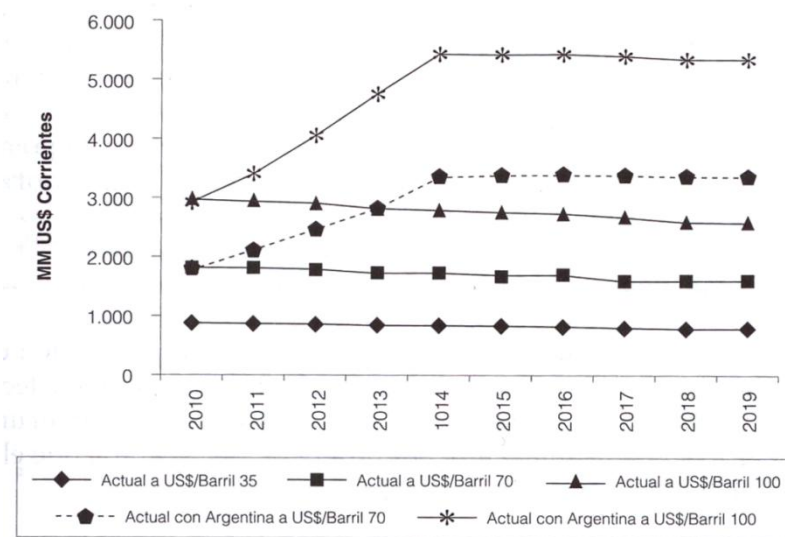
año	Regalías y Participaciones 18% - MM US\$	IDH - 18% (MM US\$)	YPFB - Nacionalización x% (MM US\$)	IUE & IRUE (MM US\$)	Total (MM US\$)	Government Take a la Boliviana	Government Take Tradicional
2010	690,7	1.227,9	716,4	270,1	2.905,0	75,7%	76%
2011	862,5	1.533,4	726,0	276,2	3.398,1	70,9%	
2012	1.042,7	1.853,8	686,9	445,0	4.028,5	69,5%	
2013	1.210,1	2.151,4	634,1	744,1	4.739,7	70,5%	
2014	1.391,7	2.474,2	611,7	919,4	5.397,0	69,8%	
2015	1.389,1	2.469,6	587,1	962,6	5.408,4	70,1%	
2016	1.384,8	2.461,8	565,0	1.009,6	5.421,2	70,5%	
2017	1.375,1	2.444,7	543,9	1.019,7	5.383,4	70,5%	
2018	1.360,3	2.418,3	524,7	1.028,6	5.331,9	70,6%	
2019	1.358,2	2.414,6	507,6	1.039,5	5.320,0	70,5%	

**Cuadro 10: Resumen de Resultados.
Escenario Actual y Argentina (En miles de millones de dólares)**

Año	Recaudación: 18%+32%+x% (MM US\$)		
	Precio WTI US\$/Barril 25	Precio WTI US\$/Barril 70	Precio WTI US\$/Barril 100
2010	865	1.779	2.905
2011	851	2.069	3.398
2012	841	2.447	4.028
2013	823	2.787	4.740
2014	820	3.331	5.397
2015	817	3.355	5.408
2016	806	3.379	5.421
2017	786	3.354	5.383
2018	774	3.328	5.332
2019	771	3.324	5.320

Unos de los resultados más importantes es la elevada variabilidad de la participación estatal en la renta petrolera. La siguiente figura nos muestra que la recaudación del Estado puede variar entre 700 y 5.000 millones, dependiendo del comportamiento de precios y de la apertura de mercados.

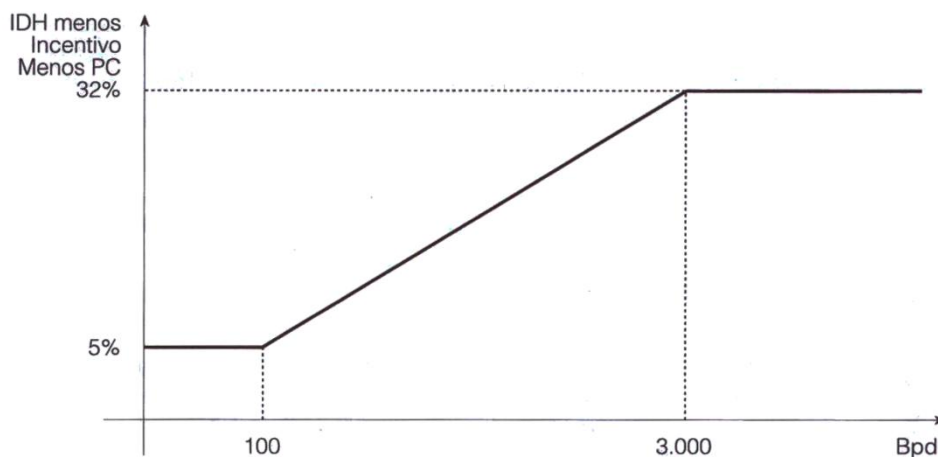
Ingresos Fiscales del Upstream en Bolivia⁴²



Mercado Interno y producción de Petróleo:

Dado que el precio del petróleo en el mercado interno se encuentra congelado en 27,11 US\$/Barril, además es sistema impositivo aplicado por la Ley de Hidrocarburos No. 3058 no distingue entre campos de petróleo y gas natural (salvo el establecido en el Art. 64), la producción de petróleo destinada al mercado interno está en proceso de declinación. Por ello, se sugiere que la presión fiscal sobre la producción de estos campos sea menor, de acuerdo a lo establecido en la siguiente figura:

Flexibilidad Tributaria



⁴² Sólo se toma en cuenta: Regalías y Participaciones (18%), IDH (32%) y la participación adicional de YPFB proveniente del Decreto supremo de "Nacionalización" (x%)

El anterior gráfico explica que cuando se otorga un Incentivo a la producción de estos campos, evidentemente disminuye la presión fiscal, es decir, campos en donde la producción sea menor a los 3.000 Bpd enfrentarían una alícuota efectiva distinta.

Por otra parte, se esperaría que ellos contribuyan a la producción de este producto.

Segunda Sección:

El Sector Hidrocarburos en Bolivia

Antecedentes.-

No cabe duda que el 50% del crecimiento económico de la economía de Bolivia se debió al proyecto de exportación de gas natural al Brasil⁴³, gestionado durante el periodo 1974-1999 y el notable crecimiento en los precios internacionales del crudo que, gracias nuevamente al contrato de exportación al Brasil, se traducen en precios de exportación del gas natural Boliviano.

Debido al llamado proceso de “Nacionalización” de los hidrocarburos, la estatal petrolera YPFB, toma el control del proceso productivo del sector. Adicionalmente este proceso generó un incremento en los ingresos fiscales bajo la forma de participaciones que financian dicha empresa.

En el contexto internacional, el mercado mundial de gas natural experimenta cambios fundamentales que delinearán el futuro de esta industria. Gracias a los cambios tecnológicos en materia de transporte de gas natural por medio del mar⁴⁴ y la posibilidad de incrementar las reservas de este recurso, ahora existen mayores reservas de gas natural en el mundo y a precios muy bajos, sobre todo, en Norte América. En este sentido, este producto se convierte, cada día más en un *commodity* que, en muchas oportunidades se comercializa a precio *spot*.

Bajo este contexto, la presente sección analiza el desempeño del sector hidrocarburífero en Bolivia, con particular énfasis en la participación del Estado en la Renta Petrolera.

1. Evolución del sector Hidrocarburífero en Bolivia

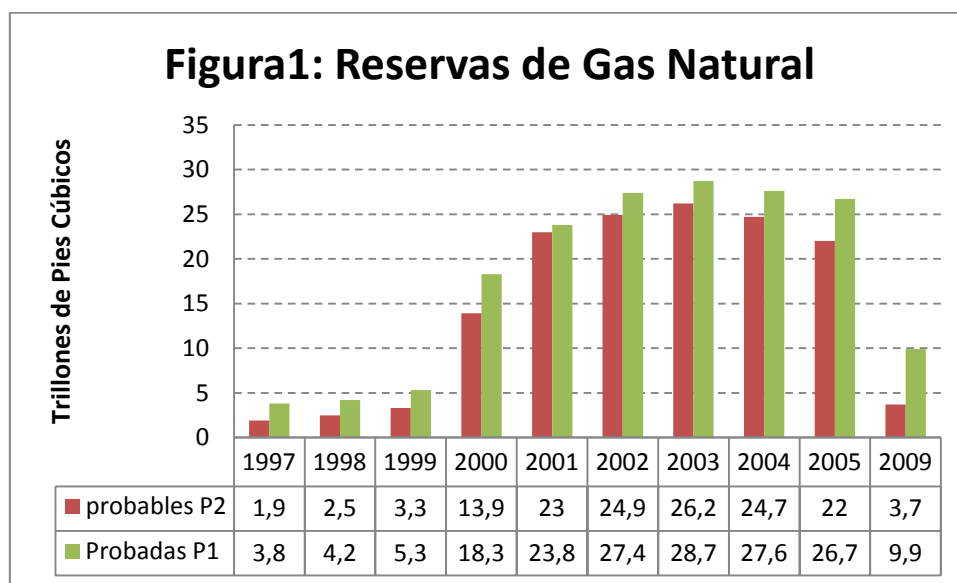
Uno de los hechos más importantes fue que YPFB hizo públicas las reservas de Bolivia, estas determinadas por la empresa *Ryder Scott Company Petroleum Consultants*. El siguiente gráfico muestra la reducción del nivel de las reservas de gas natural certificadas de los últimos años, en este entendido

⁴³ Medinaceli, Fernández y Hurtado (2012)

⁴⁴ Proyecto de LNG

y considerando el nivel de producción registrado al año 2011, el nivel de reservas probadas (P1) es suficiente para abastecer los próximos 17.7 años.

Por otra parte, si se considera abastecer el mercado Argentino con 20 millones de mcd adicionales la seguridad de suministro cae a 12.15 años, por ello, urge captar más inversión en el *upstream* hidrocarburífero en Bolivia y así incrementar el nivel de reservas de este producto.



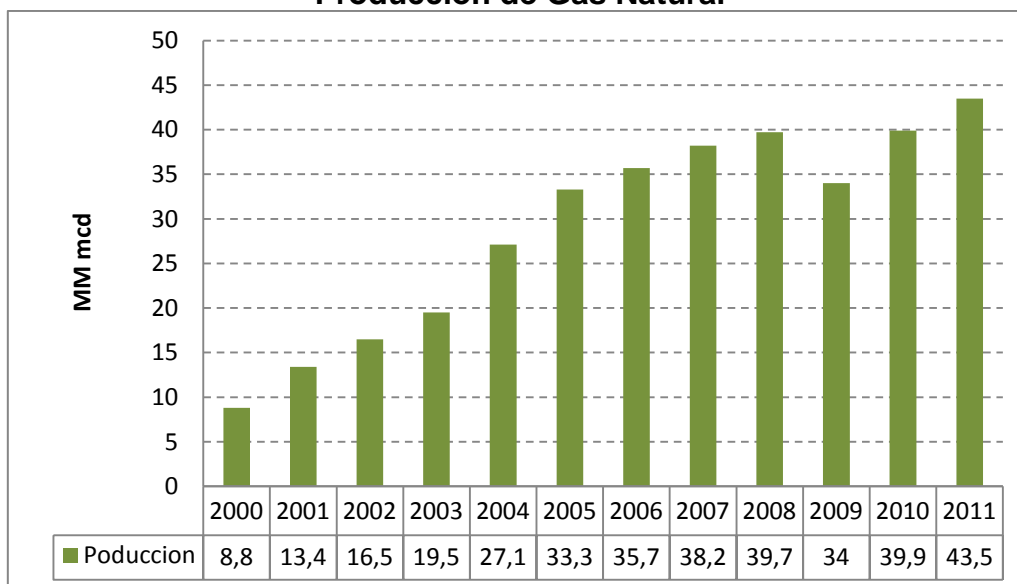
Fuente: Elaboración Propia con Datos de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

La producción de gas natural y petróleo en Bolivia respondió, sobre todo, a incrementos / decrementos en la demanda internacional de gas natural, en particular, aquella proveniente de Brasil y Argentina; por esta razón, esta sección estudia de manera conjunta la evolución de la producción en este sector así como los mercados que basteció en los últimos años.

La figura 2 muestra la evolución de la producción de gas natural en Bolivia durante el periodo 2000-2011. No cabe duda que el crecimiento fue notable, sobre todo, en el principio 2000-2005, donde la producción se incrementa de 8.8 a 33.3 millones de mcd. En el periodo 2006-2011, por su parte, el crecimiento fue menor pero aún positivo, de 35.7 a 43.5 millones de mcd. Estas afirmaciones se confirmar a través de la Figura 3, donde se resumen las tasas de crecimiento anuales de esta producción y además de lo señalado, destaca como la crisis internacional del año 2009 afectó significativamente a la producción de gas natural en Bolivia, originando un decrecimiento cercano al

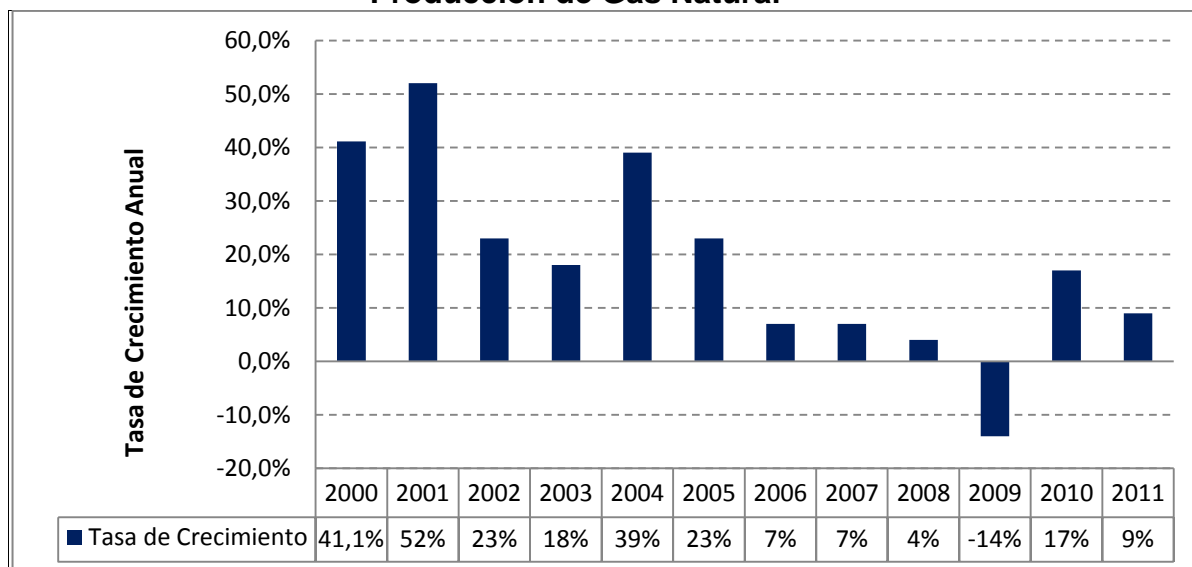
14%. En este sentido, se seguro afirmar que el desempeño de este sector esta fuertemente vinculado a las condiciones de demanda externa por este producto, en particular, a los volúmenes demandados por Brasil y Argentina.

**Figura2:
Producción de Gas Natural**



Fuente: Elaboración Propia con Datos de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

**Figura3:
Producción de Gas Natural**

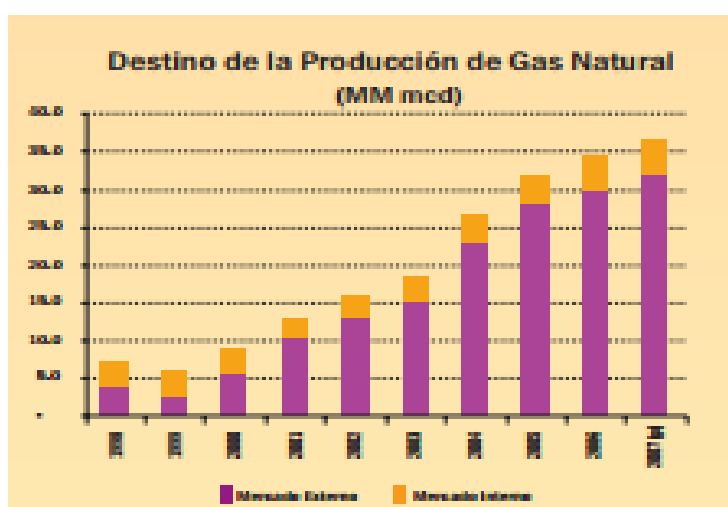


Fuente: Elaboración Propia con Datos de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

La Figura 4 presenta el destino de la producción de gas natural boliviano durante el periodo 2000-2011, queda claro que fueron la demanda de Brasil y en menor escala la de Argentina, las que posibilitaron estas tasas de crecimiento. Por ello, cabe preguntarse ¿cómo se origina el contrato de

exportación al Brasil? Este proyecto comenzó a gestionarse a mediados de la década de los setenta, cuando los gobiernos de Bolivia y Brasil intentaron la discusión sobre un proyecto amplio de integración energética. Durante la década de los ochenta, dicho proyecto fue acotado a uno específico de exportación de gas natural desde Bolivia hacia Brasil, finalmente, en la década de los noventa, se realizó el operativo técnico para lograr el financiamiento de un proyecto de esta magnitud.

**Figura 4:
Destino de la Producción de Gas Natural de Bolivia**



Fuente: YPFB.

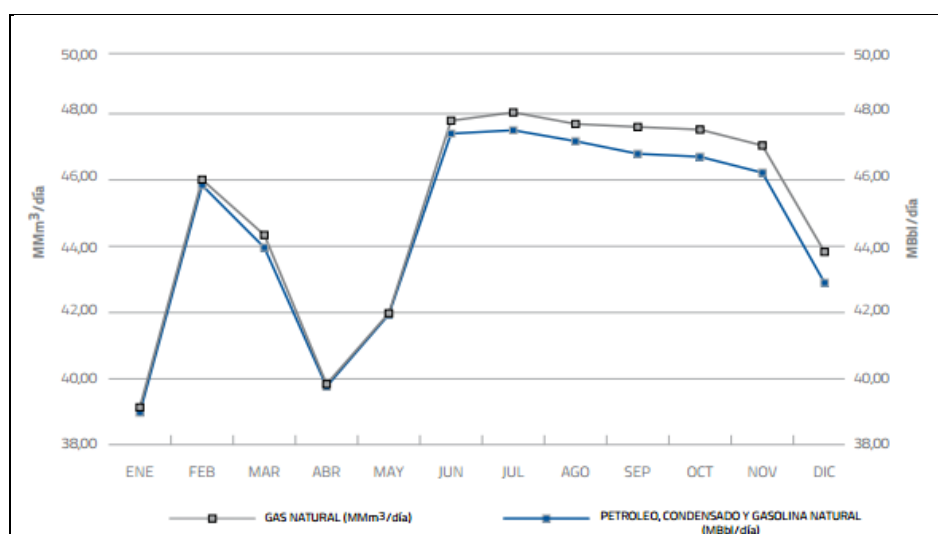
Es así durante más de 25 años, 1974-1999⁴⁵, proyecto de exportación de gas natural al Brasil fue transversal a todos los Gobiernos de turno. Tanto las cláusulas de precio como de volúmenes fueron acordadas en la década de los noventa, en particular, la vinculación del precio de exportación del gas natural a una canasta de *fuel oils*, inicialmente criticada, resultó en uno de los mayores aportes a la economía Boliviana en periodo 2005-2011, dado que el incremento de los precios internacionales del petróleo, generó importantes recursos a Bolivia a través de mayores precios del gas natural, ello se analizará más adelante.

Bolivia es un país neto exportador de gas e importador de gasolinas, diesel oil yGLP ; por esta última deducimos que no se encuentra en las condiciones necesarias para abastecer el mercado interno y que la producción de la misma

⁴⁵ Año en el que se envían los primeros volúmenes de gas natural al Brasil.

se encuentra “estancada” entre los 40.000 y 50.000 Bpd. Tal como se observa en la Figura 5. Más aún, el incremento en la producción de los últimos años se debe a mayores volúmenes producidos de condensado y gasolina natural, productos que no colaboran a la obtención de diesel oil por parte de las refinerías.

Figura 5: Producción de Petróleo, Condensado y Gasolina Natural en Bolivia



Fuente: YPFB, MHyE.

Tal como se observa en las siguientes figuras, la refinación de gasolina, diesel oil y GLP se aleja cada vez más de las ventas internas de estos tres productos. Es curioso saber que aun con el incremento de la producción de condensado y gasolina natural, para la refinación (de este producto) no se logre abastecer al mercado interno. Existen varias explicaciones sobre este fenómeno, algunas de las más importantes se mencionan a continuación:

- La calidad del crudo producido en Bolivia, sobre todo en los campos productores de gas natural no es la apropiada para obtener diesel oil, ello genero fuertes déficits de oferta desde hace muchos años (ver figura 7).
- La normativa legal aplicada al sector hidrocarburos en Bolivia⁴⁶, es muchas veces contradictoria y altamente regresiva en materia fiscal⁴⁷,

⁴⁶ Nueva Constitución Política del Estado, Ley de Hidrocarburos 3058, D.S. de Nacionalización y otros.

ello origina un fuerte desincentivo a la inversión en exploración de campos pequeños y medianos, lugares donde justamente existe alta probabilidad de encontrar petróleo.

- Los precios subsidiarios⁴⁸ de los productos ocasiona que tanto la demanda interna como la externa presionaran por mayores volúmenes de venta dentro el país, si bien existe una fuerte inclinación a pensar que es el llamado “contrabando” (la demanda externa) el causante de ello, la demanda interna no deja de ser importante, por ejemplo, en los últimos diez años el parque automotor en Bolivia (bajo datos oficiales) más que se duplicó.
- Actos de corrupción dentro del Estado impidieron la construcción de una planta de separación de líquidos que hubiera podido abastecer la demanda interna y no, como es ahora, incrementar los volúmenes de importación (ver figura 8).
- Los problemas menores que impactan negativamente en la producción de hidrocarburos son: La relación entre el sector hidrocarburífero con los pueblos y comunidades indígenas que son poco amigables con la actividad de exploración, las consideraciones medioambientales que tampoco colaboran a un desarrollo sostenible del sector petrolero, el castigo al funcionario público a través de normativas como la Ley “Marcelo Quiroga Santa Cruz”⁴⁹ muchas veces imponen costos adicionales a la toma de riesgo por parte de dichos funcionarios⁵⁰ y la excesiva rotación del personal, asociada a la disposición.

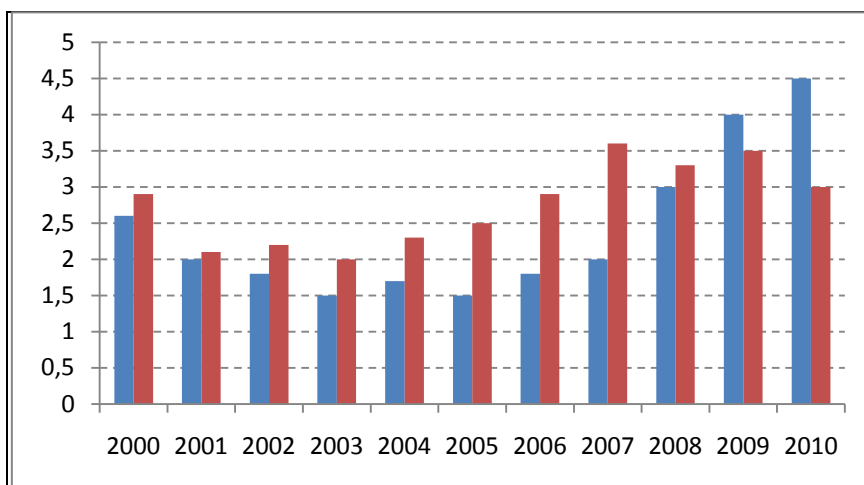
⁴⁷ Ello se da porque la presión tributaria (en especial del Impuesto Directo a los Hidrocarburos del 32% creado un año antes de la nacionalización) es igual para campos pequeños, medianos y grandes.

⁴⁸ En este caso, el subsidio debe entenderse como un precio que se encuentra por debajo de su oportunidad internacional.

⁴⁹ El Artículo 25 de esta Ley menciona: “Se crean los siguientes tipos penales: a) uso indebido de bienes y servicios públicos..” el texto del Artículo 26 define el uso indebido como “La servidora pública o el servidor público que en beneficio propio o de terceros, otorgue un fin distinto al cual se hallaren destinados bienes, derechos y acciones pertenecientes al Estado o a sus instituciones, a las cuales tenga acceso en el ejercicio de su función pública, será sancionado con la privación de libertad de uno a cuatro años”. En este contexto, el gasto en exploración de un pozo petrolero o gasífero, la contratación de un mercado a futuro o la compra de petróleo a precio spot podría tipificarse como “uso indebido”.

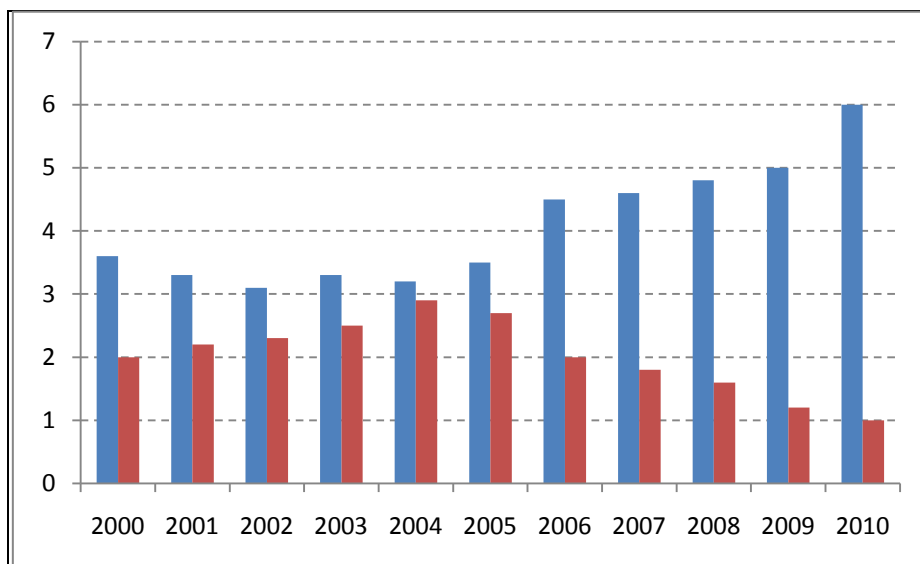
⁵⁰ Esto es particular ya que el sector se caracteriza por el riesgo inherente dentro de sus actividades.

**Figura 6:
Ventas Internas y Refinación de Gasolina**



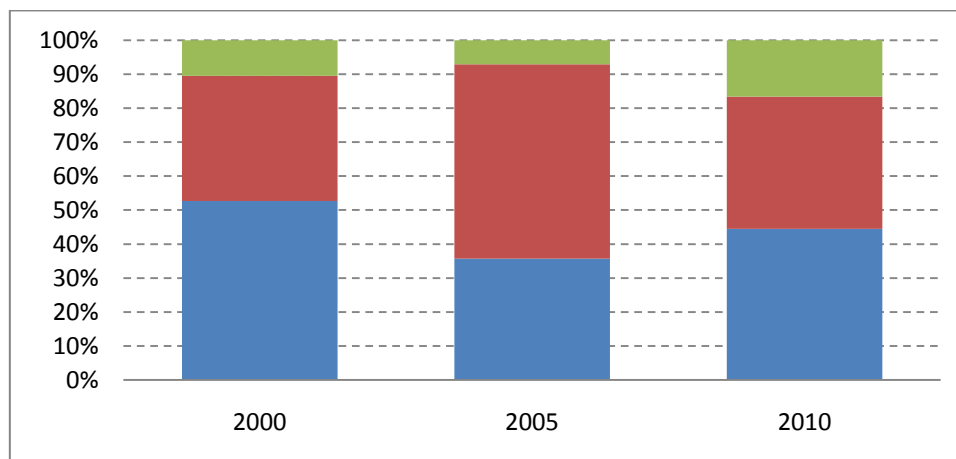
FUENTE: Elaboración Propia con datos de YPFB y MHyE.

**Figura 7:
Ventas Internas y Refinación de Diesel Oil**



FUENTE: Elaboración Propia con datos de YPFB y MHyE.

**Figura 8:
Producción e Importación de GLP**



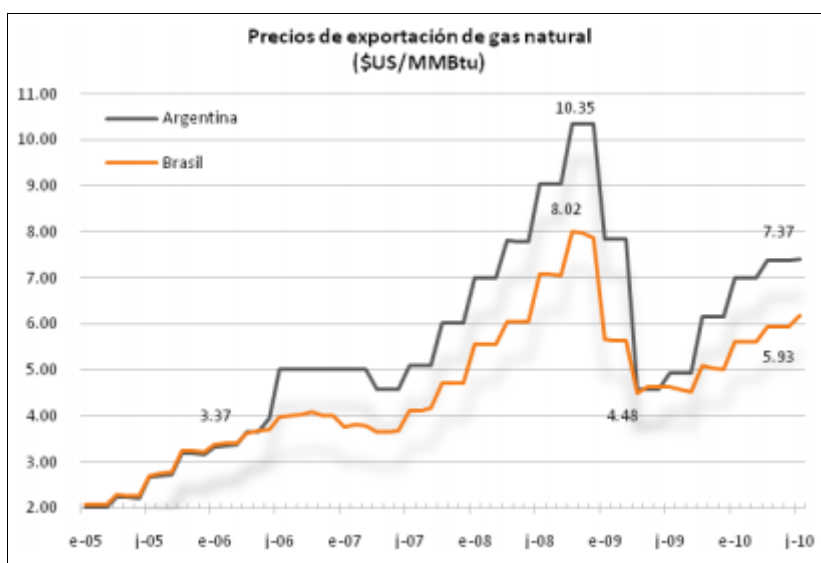
Fuente: Elaboración Propia con datos en YPFB

Los Precios de Exportación

El precio de exportación de gas natural a la República del Brasil se comportó de acuerdo al comportamiento internacional en el precio de una canasta de fue oils (en función al GSA) y en el caso de las exportación a la República de la Argentina, se tiene un similar desempeño, toda vez que la formula de indexación de precios también incorpora una canasta parecida a la que, además, se añade el precio del diesel oil. La figura 9 presenta la evolución de los precios de exportación del gas natural, tanto al Brasil como a la Argentina, pero además se incorpora el precio del WTI, expresados en US\$/MM BTU y el último en US\$/Barril.

Cabe mencionar que tanto los precios de exportación al Brasil y a la Argentina mantienen un desempeño estrechamiento ligado a la fluctuación de los precios del crudo, sobre los cuales Bolivia no posee ningún control.

**Figura 9:
Precios de Exportación del WTI**



Fuente: YPF y ANH.

Sistema Tributario

Para comprender el sistema tributario aplicado al sector hidrocarburífero, es necesario explicar en cada uno de los eslabones de la cadena productiva, entonces podemos empezar por:

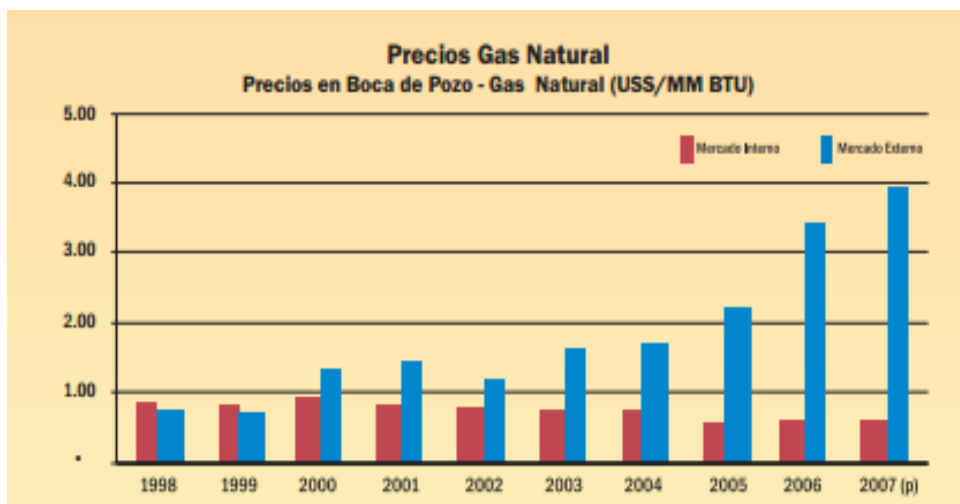
Upstream: En esta parte de la cadena productiva, el tributo está conformado por el resultado de varias modificaciones hechas a partir de la Ley 1689 y de la Nueva Ley 3058. Resultado de todo este proceso, el sistema tributario aplicado en esta parte de la cadena productiva está compuesto por:

- Regalías y participaciones, 18% sobre el total producido.
- Impuesto directo a los hidrocarburos (IDH), 32% sobre el total producido.
- Impuesto sobre las utilidades equivalente al 25%.
- Impuesto a la remisión de utilidades al exterior equivalente al 12.5% del total remesado.
- Patentes.
- Impuesto al valor agregado equivalente al 13% de las ventas al mercado interno.

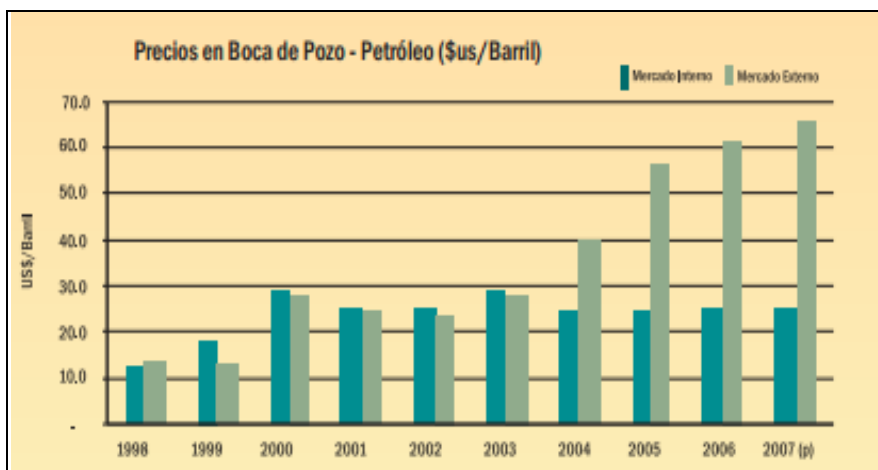
- Impuesto a las Transacciones equivalente al 3% de las ventas al mercado interno.
- Ingresos para YPFB del x% sobre la utilidad disponible de las operaciones en el campo, **resultantes del proceso llamado “Nacionalización”**.

La figura 10, nos muestra la comparación total de ingresos tributarios provenientes del *upstream* hidrocarburífero en Bolivia, sin considerar el valor de las ventas brutas en Boca de Pozo, ya que resulta muy sesgado, dado que estos aportes tributarios se incrementaron en los últimos años, debido al incremento de las exportaciones al Brasil y los mayores precios internacionales del Petróleo. También nos da a conocer que la mayoría de los recursos fiscales provenientes de esta parte de la cadena productiva son explicados por la recaudación del IDH; en este entendido, los ingresos generados por el proceso denominado “nacionalización”, aun siendo positivos, son menores a los generados por este impuesto que fue creado el 2005. Adicionalmente hace recalcar la crisis del 2009 y su efecto negativo a la producción (en particular de gas natural), dado que la compra por parte de Brasil disminuyó, esto a su vez generó niveles de ingresos tributarios menores afectando a las cuentas fiscales de Bolivia.

**Figura 10:
Ingresos en Boca de Pozo y Tributos del Sector (MM US\$)**



Ingresos en Boca de Pozo y Tributos del Sector (MM US\$)

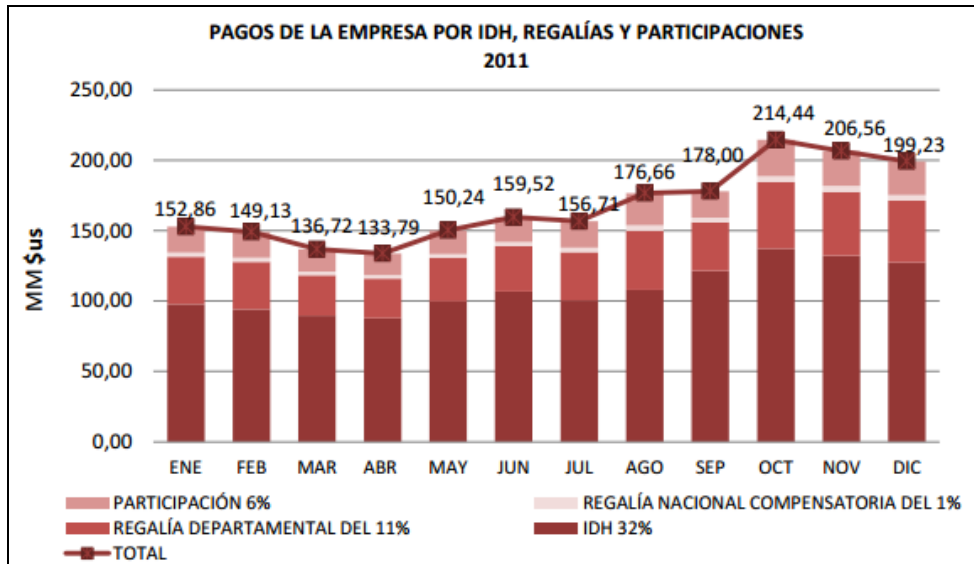


FUENTE: YPFB y MHyE

Dado que es necesario contrastar el total de tributos con las ventas en Boca de Pozo, la figura 11 nos indica que; durante el periodo 2000-2004, el porcentaje de ingresos osciló entre 30% y 40% y con esto no sería correcto afirmar que durante la vigencia de la Ley 3058 este porcentaje fue del 18%. En general las regalías mas el IDH representa el 50% de los ingresos brutos en Boca de Pozo y los ingresos generados por el proceso de “Nacionalización” generaron un 10% a 15% adicionales, sin embargo el crecimiento en los ingresos del año 2011, permitió que este porcentaje se eleve al 16% (ver figura 12).

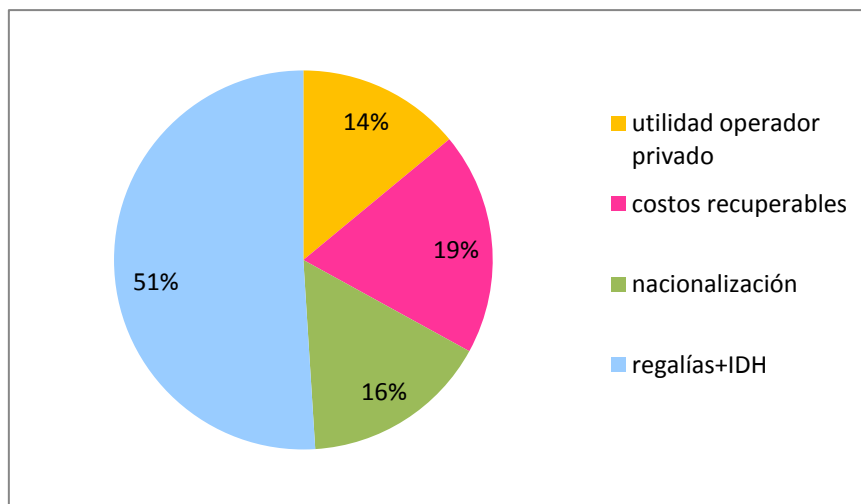
El sector *upstream*, en su conjunto pudo contener el incremento de la participación del Estado debido al notable incremento de los precios y los volúmenes de venta de gas natural destinados a los mercados externos, en particular del Brasil. Al mismo tiempo la Figura 11 nos muestra el incremento de los ingresos brutos del sector durante el periodo de análisis. Es claro que los ingresos se incrementaron de 500 millones a casi 4.000 millones, debido a los proyectos de exportación al Brasil (gestionados en la década de los 90) y el incremento de los precios internacionales del petróleo.

Figura 11:
Tributos del *Upstream* Como % de la Producción



FUENTE: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (Corporación)

Figura 12:
Destino de los Ingresos en Boca de Pozo en Bolivia 2011



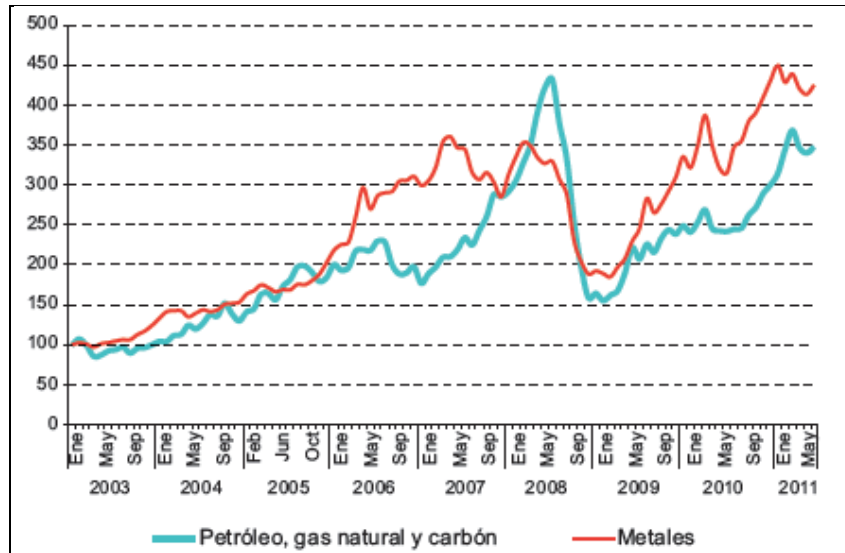
Fuente: Elaboración propia con datos de YPFB, SIN y MHyE.

Contexto Internacional

La década pasada es rica en materia de precios de la energía, especialmente aquellos referidos al precio del petróleo. La figura 13 muestra el precio del WTI

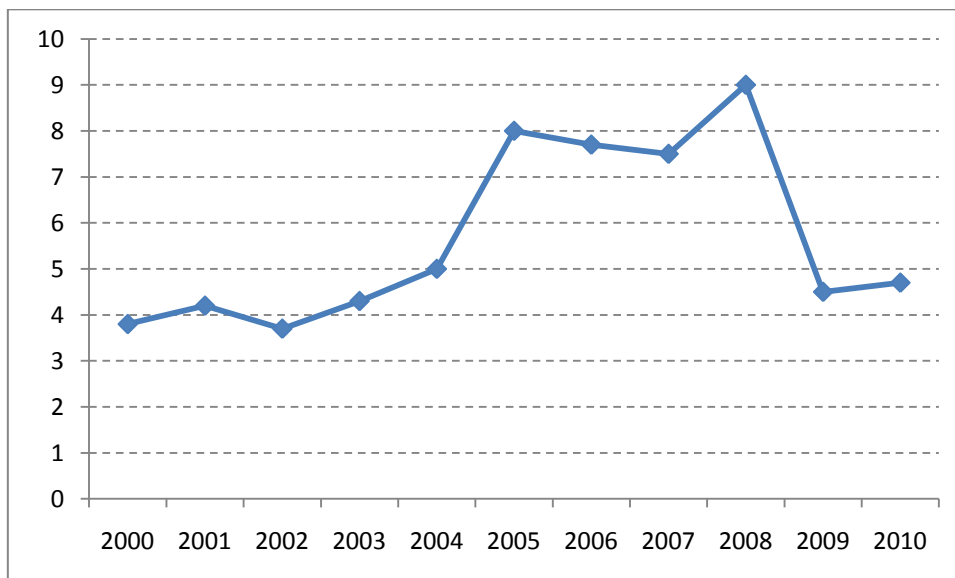
(referencia usual para los precios del petróleo a nivel mundial) parte de una base de 40 US\$/Barril y sobre pasa la barrera de los 100 US\$/Barril.

**Figura 13:
Precio Internacional del Petróleo – WIT (US\$/Barril)**



Fuente: UNASUR.

**Figura 14:
Precios del Gas Natural en Estados Unidos de América**



Fuente: Elaboración Propia con datos en Medinaceli, Policy Paper.

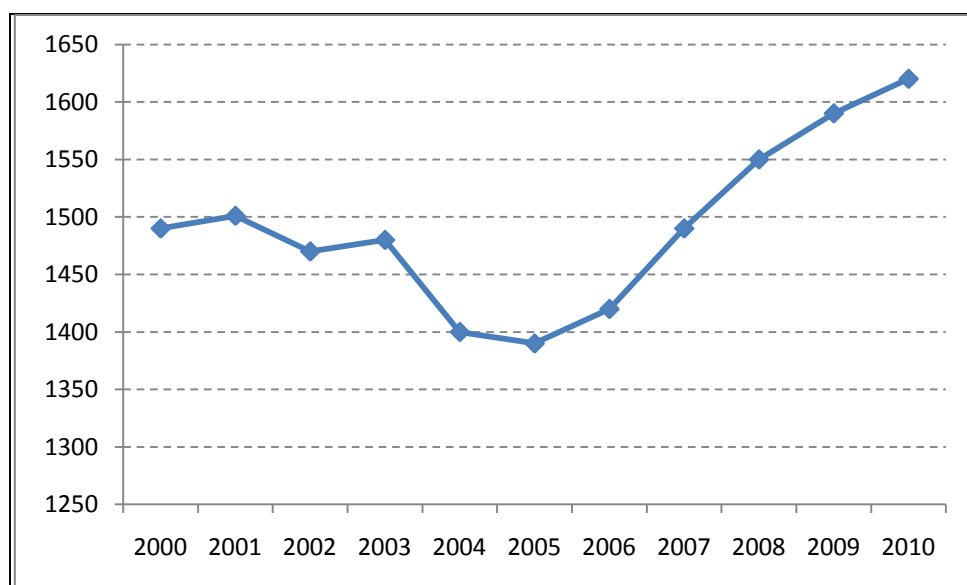
El incremento de los precios también afecto al precio del gas natural a nivel internacional, tal como se observa en la figura 14, durante el periodo 2000-2008 los precios de este producto prácticamente fueron convergentes a los

precios internacionales del petróleo, pero de 2009-2011, tanto el precio *Henry Hub* como los precios de importación se mantuvieron bajos.

La hipótesis que explica esto señala que la baja de los precios se debe al desarrollo de reservas de gas no convencional (*Shale gas*) en los Estados Unidos y esto habría posibilitado un crecimiento en la producción de dicho producto, permitiendo precios bajos. Ello puede ser confirmado a través de las figuras que se presentan a continuación.

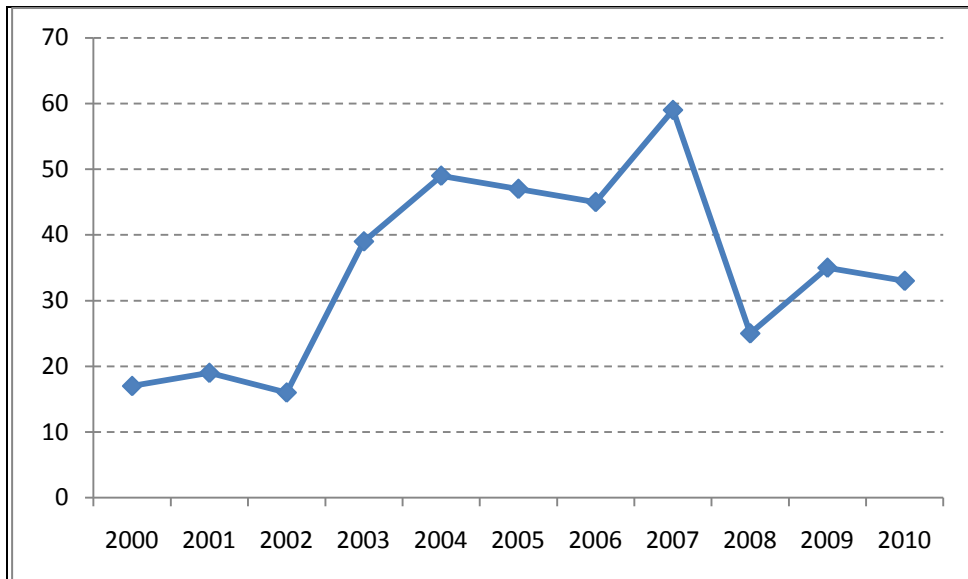
Por un lado la figura 15 muestra el crecimiento de la producción de gas natural durante los últimos años y la figura 16 indica el descenso de la importación de LNG⁵¹ durante el periodo 2008-2011.

**Figura 15:
Producción de Gas Natural de EEUU (MM mcd)**



⁵¹ En inglés, gas natural de petróleo (LNG)

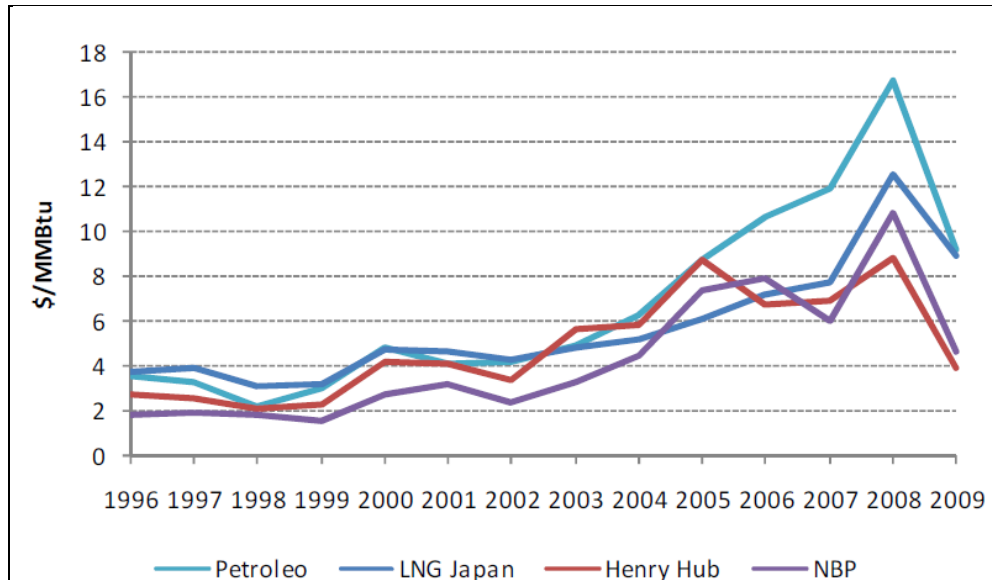
Figura 16:
Importaciones de LNG por EEUU (MM mcd)



Fuente:

La situación a nivel internacional es ambigua, ya que en los Estados Unidos y Canadá parecen haberse desacoplado de los precios del petróleo, en los mercados de Japón y Europa la tendencia no es ella. Si a eso se añade que los precios tranzados en la India, Argentina y Brasil aun están por encima de los precios observados en Norte América, entonces se puede observar en la figura 17 dos estructuras de precios para el gas natural en el mundo, con una alta probabilidad de dependencia de los contratos. Es decir que en contratos de mediano y largo plazo, aun los precios del gas natural están vinculados a los precios internacionales del petróleo y en aquellos de corto plazo quizás se observen precios menores.

**Figura 17:
Precios del Gas Natural en el Mundo**



Fuente: Stream.

Hasta hace algunos años la existencia de mayor cantidad de gas natural en un parte del mundo no afectaba, de forma directa, los precios de este producto. La razón era muy clara, solo era posible la comercialización a través de la construcción de una masiva red de ductos a gran escala para la exportación a países compradores y vendedores.

En el presente las cosas cambiaron bastante, ahora la posibilidad de transportar gas natural a través de grandes distancias –utilizando buques– permite la abundancia de gas en alguna parte del mundo. La figura 18 presenta el comercio internacional de este producto al año 2011, en ella se puede observar las transacciones a través de gasoductos y aquellas realizadas con LNG. Es interesante notar como los envíos de LGN no son pequeños ya que la capacidad de licuefacción fue mayor al 40% del comercio mundial.

Al comenzar la década de los 70's la capacidad promedio de los tanques de transporte era de 75.000 m³, en la actualidad superan los 15.000 m³; en el pasado se construirán 1 ó 2 embarcaciones por año, el 2008 esta cifra alcanzo a los 50 buques metaneros.

En América del Sur los compradores principales por esta vía son, Argentina, Brasil y Chile, representando muchas veces el 75% de las importaciones totales.

En este sentido, dos importantes avances tecnológicos permiten que las reservas de gas natural no convencional puedan abastecer regiones alejadas en el mundo. Por esta razón y a diferencia del pasado, actualmente este producto se considera un *commodity* más dentro del comercio internacional. Por ello, con alguna probabilidad, en el futuro los precios internacionales del gas natural tenderán a converger a disminuir, en la medida que el petróleo ceda terreno al gas natural.

Capítulo III

ANÁLISIS CUANTITATIVO DE LA RENTA **PETROLERA EN EL SECTOR** **HIDROCARBURÍFERO DE BOLIVIA (2000-2010)**

Introducción

Después de haber realizado un análisis de las Leyes del sector Hidrocarburífero, tanto en el proceso de privatización como en el proceso Nacionalizador y observando la experiencia del análisis cuantitativo de la renta petrolera; que nos indica tomar en cuenta la sostenibilidad de la misma, ya que es un sector importante para la economía nacional.

Solo queda realizar el análisis del Government Take bajo dos estructuras económicas diferentes, que al mismo tiempo incorporan patrones de política económica distintos con cargas impositivas desiguales que cada una en las leyes aclara.

Al mismo tiempo de analizar estas dos estructuras y observar el comportamiento de las mismas, mediante un modelo econométrico, se realizará un análisis económico de la situación en cambio estructural.

Para ello procederemos en una primera sección a realizar el análisis comparativo del Government take, en base al marco teórico propuesto y la metodología que es necesaria para generar el government take y al mismo tiempo presentar el análisis econométrico que nos ayude a validar esta investigación.

Primera Sección

Marco Empírico y Análisis de la Renta Petrolera en Bolivia

El método utilizado en la presente sección consistió en un proceso de corroboración empírica de las siguientes teorías:

- Teoría clásica de la Renta. (David Ricardo)
- Análisis Government take
- Análisis Econométrico de Cambio Estructural

Las condiciones particulares de la muestra, se concentran en la representatividad de los campos más importantes del sector, para el periodo 2000-2010, con una frecuencia anual, tomando en cuenta los contratos de comercialización más importantes para YPFB.

Respecto a la producción la muestra representa un promedio de 65% del promedio de la producción total nacional de hidrocarburos.

1. Cuantificación del excedente y la renta a corto y largo plazo

La Renta Petrolera se analizará en dos horizontes analíticos de tiempo: en corto y largo plazo. El excedente o renta petrolera a corto plazo se calculará como la diferencia entre el valor bruto de la producción a precios de mercado y los costos efectivos de producción. El excedente o renta petrolera a largo plazo se computará como el valor bruto de producción a precios de mercado menos los costos de producción y menos los beneficios normales.

Cálculo del valor bruto y neto de la producción hidrocarburífera

El valor bruto de la producción hidrocarburífera se obtiene multiplicando el volumen hidrocarburífero vendido por el precio vigente al contrato correspondiente. El valor neto de producción hidrocarburífera será calculado como la diferencia entre el valor bruto de la producción y los costos de tratamiento y realización.

Cálculo del costo efectivo de la producción Hidrocarburífera

Ya que los datos son de extrema confidencialidad para el Estado, los costos operativos de cada empresa no pudieron ser adquiridos y dentro la base de datos de incorporará a la inversión anual del sector.

Según la definición de la inversión, nos indica que es toda materialización de medios financieros en bienes, los cuales van a ser utilizados dentro un proceso productivo.

Para el cálculo del costo efectivo de la producción hidrocarburífera se empleará a la inversión en exploración y explotación de pozos petroleros.

Cálculo del beneficio normal

El beneficio normal es el resultado de multiplicar el valor neto de ventas por el factor 10%.

Cálculo de la distribución de la renta a largo plazo

a) Renta a largo plazo del Estado: La renta a largo plazo del Estado tiene dos componentes: la renta por impuestos y la renta del Estado como productor.

a.1) Renta a largo plazo del Estado por impuestos directos y regalías

a.1.1) Regalía hidrocarburífera, Impuestos Directos a los Hidrocarburos y Participación del TGN.

Dentro de los componentes podemos mencionar a la Regalía Departamental, la Regalía Nacional Compensatoria, el más importante el IDH y la participación del Tesoro General de la Nación. La primera calculada con el 11% del valor de los hidrocarburos producidos, la segunda con el 1% del mismo valor, el IDH con el 32% respectivamente y la Participación del Tesoro General de la Nación con el 6% del valor de los hidrocarburos producidos.

Éste es el régimen Fiscal (según ley 3058) que permitiría al estado quedarse con el 50% del valor de los hidrocarburos producidos.

Figura 1
Régimen Fiscal (Ley 3058)

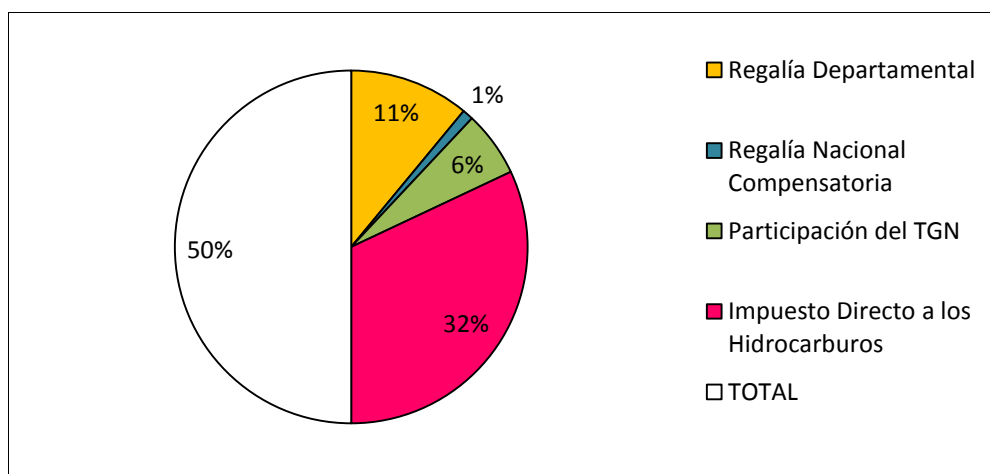
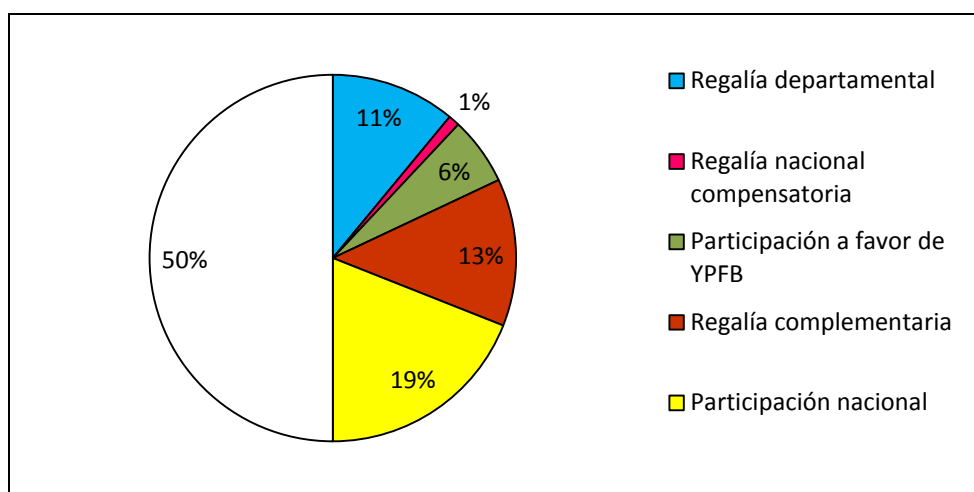


Figura 2
Régimen Fiscal (Ley 1689)



Fuente: Elaboración Propia con Datos de la Ley 1689 y 3058

a.1.2) Impuesto sobre las utilidades de las empresas (IUE)

El IUE es calculado al término de cada gestión fiscal anual aplicando la tasa de gravamen sobre las utilidades antes de impuestos (ingresos menos gastos deducibles) declaradas en los estados financieros de cada empresa. Hasta el cuarto trimestre del año 2007, el impuesto aplicable fue del 25% y a partir del 2008 ascendió al 37,5%, sobre las utilidades.

a.1.3) Impuesto a la remisión de utilidades al exterior (IRUE)

Se aplica sobre las utilidades después de impuestos una vez deducida la reinversión de utilidades en Bolivia. El impuesto aplicable, es del 12,5% sobre la utilidad o dividendo distribuible a los accionistas residentes en el exterior, por concepto de rentas originadas en Bolivia.

a.2) Renta a largo plazo del Estado como productor

Tiene dos componentes: las utilidades a largo plazo y los ingresos recibidos por YPFB, por concepto de regalías, Impuestos y participaciones de sus yacimientos al sector privado y que están siendo trabajados en los campos hidrocarburíferos más importantes de Bolivia (Vuelta Grande, Margarita, Sábalo, San Alberto y Tocobo)

a.2.1) Renta a largo plazo del Estado como productor

La Renta a largo plazo del Estado como productor se computó como el ingreso bruto de ventas menos los costos efectivos de operación y el beneficio normal. Conceptualmente corresponde al nivel de renta mínimo que asegura la sostenibilidad de la operación hidrocarburífera a largo plazo.

a.2.2) Renta a largo plazo del Estado como arrendador

La renta a largo plazo del Estado como arrendador de sus yacimientos se calculó a partir de las condiciones contractuales vigentes entre YPFB como propietario de los yacimientos y los campos hidrocarburíferos correspondientes a la muestra.

b) Renta a largo plazo privada

Tiene dos componentes: la Reinversión de utilidades y la remisión de utilidades al exterior.

b.1) Reinversión de utilidades

Se define como la cuota parte de las utilidades después de impuestos que es retenida por el productor para la cobertura del “*equity*”, ahorro interno o aporte

propio al financiamiento de las inversiones realizadas en el yacimiento petrolero.

b.2) Repatriación de utilidades al exterior

Es la utilidad después de impuestos, una vez descontadas las inversiones y que está disponible para su remisión al exterior. Este flujo de recursos financieros al exterior permite al inversionista extranjero (operadores privados que operan los campos de la muestra) recuperar su inversión bajo la forma de capital privado extranjero más una tasa de retorno.

2. Descripción y fuentes de las variables usadas en el modelo

- ***PIB per cápita.***- Los datos del PIB según empresa fueron obtenidos a partir del flujo de fondos de cada empresa por el lado de la oferta. Por tanto, corresponden a la suma de la remuneración a los factores empleados en el proceso de producción más impuestos directos pagados al fisco. Los datos del PIB serán expresados en términos *per cápita* utilizando el número de trabajadores en cada empresa.
- ***Formación Bruta de capital.***- La información sobre esta variable se obtuvo de la reconstrucción stock de capital para cada empresa. Para los campos de la muestra (Vuelta Grande, Margarita, San Alberto, sábalo y Tacobo), se obtuvo la evolución del stock de capital tomando en cuenta la inversión de reposición y la inversión neta para cada empresa y período. Dichos valores están expresados en bolivianos corrientes al tipo de cambio de bolivianos por dólar estadounidenses al final de cada periodo y fueron ajustados usando el deflactor implícito sectorial del Instituto Nacional de Estadística a precios del año 1990.
- ***Excedente o renta Petrolera a corto plazo.***- El excedente o renta petrolera a corto plazo será computado como la diferencia entre el valor bruto de la producción a precios de mercado y inversión efectiva de producción a partir del flujo de fondos de cada campo.
- ***Excedente menos beneficios normales o renta petrolera a largo plazo.***- *El excedente o renta petrolera a largo plazo se calculará como el valor bruto de producción a precios de mercado menos la inversión en producción y menos los beneficios normales.*

- **Excedente a reinversión.**- Corresponde a la cuota parte del excedente o renta petrolera a largo plazo destinada a la reinversión en el propio proyecto.
- **Presión tributaria a utilidad neta.**- Será obtenida a partir del flujo de fondos de cada campo, al cociente entre el total de impuestos directos pagados al fisco y la utilidad neta de cada proyecto.
- **Presión tributaria a valor bruto de producción.**- Fue obtenida a partir del flujo de fondos de cada campo, como el cociente entre el total de impuestos directos pagados al fisco y el valor neto de producción.
- **Participación del Estado.**- Corresponde a la participación estatal sobre la renta hidrocarburífera a largo plazo. Incluye la participación del Estado por impuestos directos, como productor de Hidrocarburos y arrendador de yacimientos, dividida entre la renta total a largo plazo.
- **Índice de tipo de cambio real.**- Corresponde al índice del tipo de cambio real multilateral, cuya fuente es el Banco Central de Bolivia.
- **Índice de Precios de los Hidrocarburos.**- Corresponde al índice de precios, cuya fuente son las publicaciones de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.
- **Repatriación.**- Corresponde a la una parte de la cuota de la renta petrolera a largo plazo, que se destinó a la recuperación del capital extranjero invertido, mas una tasa de retorno.
- **Nueva Ley de Hidrocarburos N° 3058.**- Variable Ficticia que toma el valor 1 a partir de la vigencia de la Ley llamado el proceso de Nacionalización (segundo semestre de 2005) y 0 en los periodos de vigencia de la Ley N° 1689.

Marco Empírico y Análisis de la Renta Petrolera en Bolivia

El sector Hidrocarburífero como cualquier otra rama de la economía, tiene por finalidad generar excedentes económicos que compensen el riesgo que asumen las empresas (ya sean privadas o estatales). Así mismo, debe contribuir, mediante el pago de impuestos y regalías al Estado Boliviano.

Sin embargo, el sector hidrocarburífero genera beneficios extraordinarios o rentas superiores a cualquier otro proceso de producción de bienes y servicios, debido a tres rasgos que la caracterizan:

- Elasticidad imperfecta⁵², en Bolivia, el dominio originario lo ejerce el Estado mediante Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (la refundada YPFB Corporación), entidad encargada de negociar contratos específicos con los particulares interesados en desarrollar actividades Hidrocarburíferas. Este dominio estatal es compartido con los pueblos indígenas originarios campesinos cuando los yacimientos están ubicados en sus territorios.
- Los recursos Hidrocarburíferos son no renovables y con su explotación y aprovechamiento económico pueden agotarse⁵³. Solo la innovación tecnológica mejoraría la eficiencia en la explotación y producción. Además que el agotamiento exagera su condición de escasez y por ende provoca el alza de precios.
- Los yacimientos hidrocarburíferos son heterogéneos por naturaleza, ya que los mismos son diferentes entre sí. La calidad del recurso, el tamaño de la reserva, la profundidad del pozo petrolero; son el fundamento para la existencia de rentas diferenciales, con independencia de la eficiencia con la que cualquier operados combine los factores de producción y realice la producción hidrocarburífera.

Los tres rasgos anteriores explican la existencia de excedentes en la explotación de los recursos naturales en mayor proporción a la que se obtiene en cualquier otra actividad económica.

Los primeros dos puntos hacen referencia al monopolio estatal en su carácter propietario, escaso y de agotamiento. Esta característica muestra las condiciones necesarias para la presencia de rentas absolutas y la

⁵² Este tipo de Elasticidad, nos indica que una variación en el precio no provoca un cambio en la cantidad consumida.

⁵³ El concepto de agotamiento puede ser entendido desde el punto de vista físico ya que una vez explotados no pueden ser renovados de ninguna forma.

heterogeneidad de los pozos petroleros nos indica la existencia de rentas diferenciales del tipo Ricardiano.

En este sentido esta investigación da a entender como excedente económico aquel residuo del ingreso, una vez descontada la retribución total al factor trabajo. Es el conjunto de retribuciones a los factores relacionados con la propiedad de los restantes factores de producción (capital, recursos naturales y capacidad empresarial).

Consiguientemente el excedente hidrocarburífero a corto plazo es el residuo que resulta de descontar el precio o ingreso bruto de mercado, los costos efectivos de operación (incluye depreciación y amortización). Así el productor hidrocarburífero recibe el ingreso extraordinario⁵⁴ a corto plazo, a este tipo de renta reconocemos como *renta petrolera a corto plazo*.

En cambio, el excedente o *renta petrolera a largo plazo*, resulta de deducir de la renta de corto plazo los recursos necesarios que aseguren una tasa de retorno razonable, el crecimiento a largo plazo de la operación hidrocarburífera y su actualización tecnológica. En este entendido, la renta petrolera a largo plazo deduce el beneficio normal a la renta petrolera de corto plazo. El beneficio normal es el rendimiento mínimo de capital que incluye las necesidades de reinversión en capital fijo, en reservas y una tasa de retorno adecuada.

Las rentas petroleras a largo plazo no son transversales a toda la industria petrolera y tampoco son un componente necesario del precio. Las rentas a largo plazo suben cuando los precios de los recursos hidrocarburíferos son elevados, por ende, los precios elevados de los recursos hidrocarburíferos determinan que las rentas petroleras a largo plazo sean altas y no a la inversa.

Otra característica importante de las rentas a largo plazo es que son utilizadas por las autoridades fiscales como base para la recaudación de impuestos y regalías así como para los agentes económicos que se consideran con derecho de participar de dichas rentas.

⁵⁴ Lo que en economía se denomina Renta Bajo todas sus formas.

1. La Renta petrolera a largo plazo en Bolivia

Para ello se debe hallar una muestra representativa del sector hidrocarburífero de Bolivia. Para eso se tomó en cuenta los pozos más representativos en los contratos de exportación de Gas a Brasil y a la Argentina.

Cuadro1
Representatividad de Pozos petroleros más Importantes de Bolivia
(Margarita, Vuelta Grande, Sábalo, San Alberto y Tocobo)
(En Millones de Dólares)

AÑO	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Valor Bruto Por Campo	757.901	801.574	726.039	107.894	110.339	203.007	109.380	366.434	524.875	444.552	681.057
Valor Bruto Nacional	315.801	395.174	381.239	798.448	867.495	183.047	107.398	349.714	497.025	410.602	626.127
Participación sobre VBP Nal.	0.009%	0.012%	0.011%	0.023%	0.025%	0.054%	0.31%	0.10%	0.15%	0.12%	0.18%

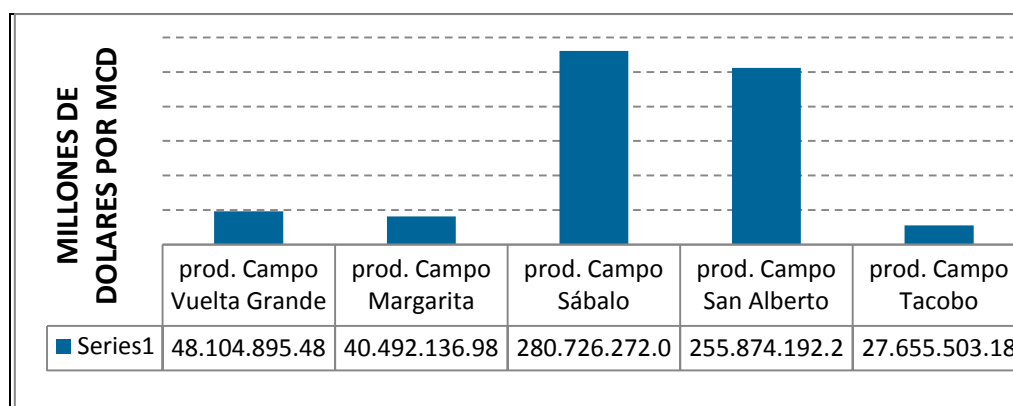
Fuente: Elaboración Propia con datos de YPFB y Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

En promedio los cinco Pozos tomados como muestra representan el 63% del valor de la producción nacional dentro el periodo de 2000-2010.

2. Renta Diferencial en el sector Hidrocarburífero de Bolivia

El siguiente cuadro muestra la renta diferencial Ricardiana de largo plazo para los pozos más representativos dentro de los contratos de exportación al Argentina, dentro de los periodos 2000-2010.

Gráfico 1
Renta Diferencial Ricardiana del Contrato de Exportación de
Hidrocarburos a la Argentina por Pozo Petrolero Representativo
(En Millones de Dólares por WTI)

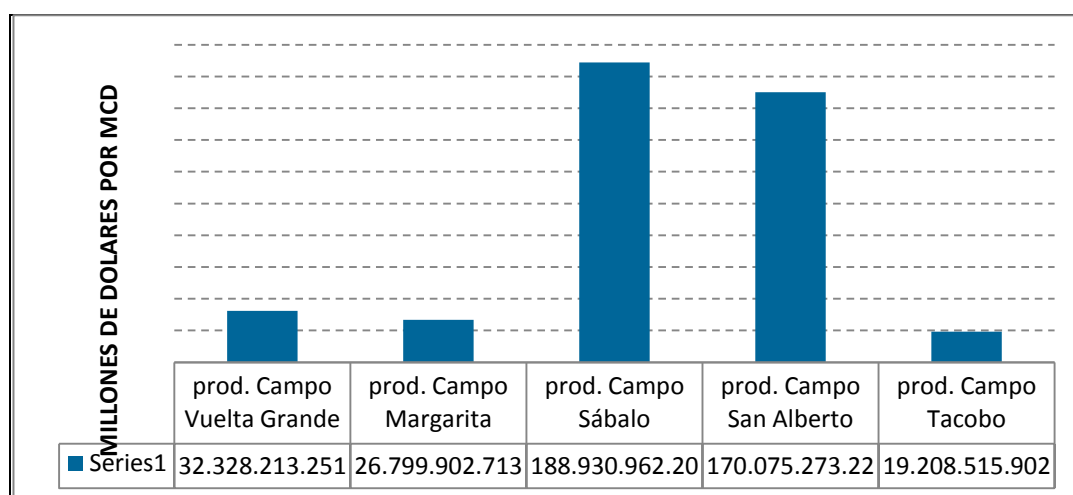


Fuente: Elaboración Propia con Datos del INE, ANH y MHyE

El eje horizontal presenta la producción acumulada de cada pozo en WTI y la inversión por pozo petrolero, en el eje vertical vemos las unidades monetarias medidas en millones de dólares por metros cúbicos.

Por otro lado, las empresas se encuentran situadas de izquierda a derecha. En cierta forma, es la representación conceptual de la curva de coste efectivo para la industria hidrocarburífera contemplada dentro los parámetros de nuestro análisis.

Gráfico 2
Renta Diferencial Ricardiana del Contrato de Exportación de
Hidrocarburos a la Argentina por Pozo Petrolero Representativo
(En Millones de Dólares por WTI)



Fuente: Elaboración Propia con Datos del INE, ANH y MHyE.

El gráfico dos nos muestra, al igual que el gráfico 1, todos los pozos petroleros obtuvieron rentas y las rentas diferenciales resultaron de la heterogeneidad de los recursos contenidos en cada yacimiento explotado con respecto al yacimiento con la peor dotación y con mayor costo de producción.

Los pozos que más renta diferencial obtuvieron son San Alberto y Sábalo, esto para ambos casos (contrato de exportación al Argentina y Brasil).

Consecuentemente, el área definida entre el precio y el costo efectivo de operación, corresponde a la renta económica a largo plazo del yacimiento y cualquier variación en la altura de dicha área no alterará el comportamiento de la producción del pozo petrolero en cuestión.

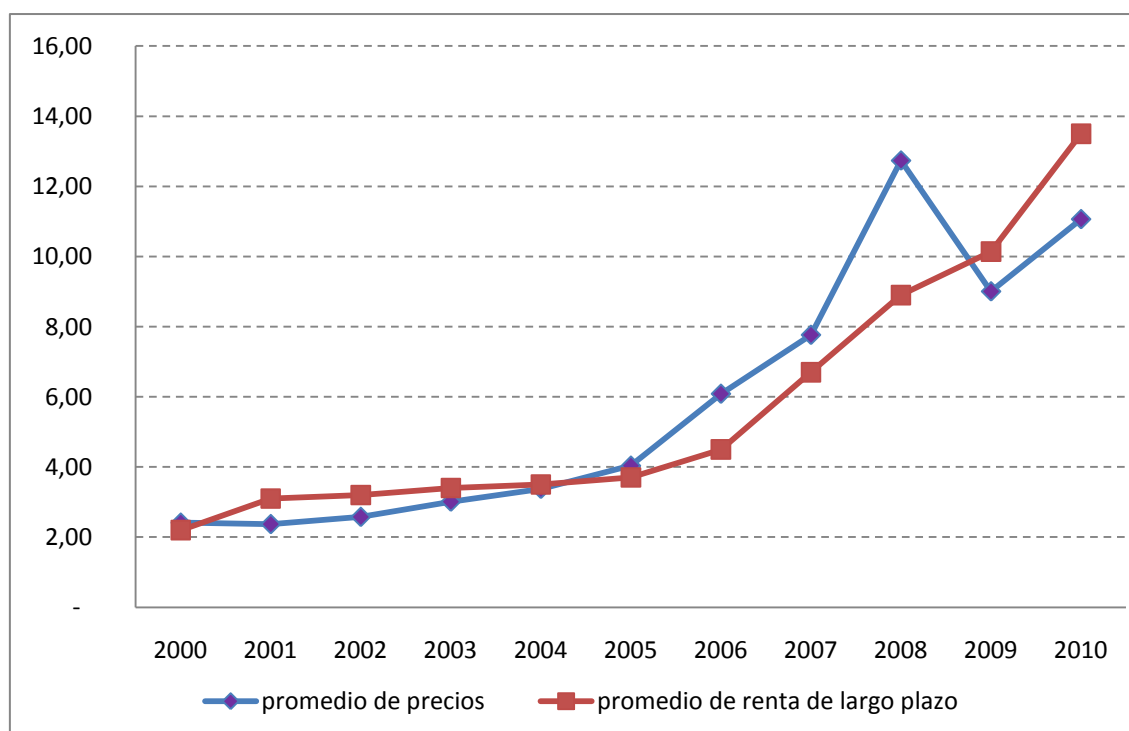
3. Cuantificación de la Renta Petrolera a largo plazo en el sector petrolero de Bolivia.

La magnitud total de la renta petrolera a largo plazo generada por el sector hidrocarburífero en Bolivia, durante el periodo 2000-2010, para ambos contratos de exportación de hidrocarburos, alcanzó el monto total de 2.274,2 Millones de Dólares, a precios contractuales.

La evolución de la Renta Petrolera a largo plazo mantiene una relación positiva con los precios de venta, ya que durante la cuantificación de dicho proceso se pudo observar este comportamiento.

Así el siguiente cuadro nos muestra la estrecha relación existente entre la fluctuación de precios y la cuantificación de la renta petrolera de largo plazo.

Gráfico 3
Renta Petrolera de largo Plazo e Índice de Precios de Hidrocarburos (Brasil - Argentina)



Fuente: Elaboración propia con datos de YPF, INE MHyE.

El comportamiento que muestran los precios de los hidrocarburos exportados a los países de Argentina y Brasil, se transmiten a la evolución de la renta petrolera de largo plazo con un rezago de 1 semestre.

Estos ingresos o Rentas a largo plazo están a disposición de operador hidrocarburífero, dadas las condiciones generales vigentes en un país ya sea para al reinversión en el mismo sector o para la repatriación de utilidades al exterior.

4. Estructura y distribución de la Renta Petrolera a largo plazo

Un determinado patrón de distribución de la renta petrolera es el resultado de la disputa de intereses entre el conjunto de *Stake Holders*: Estado, accionistas de las empresas transnacionales, trabajadores y las comunidades indígenas campesinas.

A partir del año 2005, con la promulgación de la nueva Ley de Hidrocarburos N°3058, de la Nueva Constitución Política del Estado y de la Reforma Tributaria (2008), intervienen además de las comunidades indígenas campesinas originarias, los municipios, universidades, fondos de desarrollo, por las rentas generadas en el sector y que son distribuidas a partir de las normas vigentes en nuestro Estado. (Ley 1689, 3058)

Cuadro 2
Distribución de la Renta a Largo Plazo 2000-2010

	MM DÓLARES	%
Impuesto Estatal (regalías+ IUE+ IRUE+IDH, ETC patentes)+ partic	1,023.39	45%
Renta Privados (reinversion y repatriacion de utilidades)	1,114.36	49%
YPFB	1.36	0.06%
TOTAL RENTA A LARGO PLAZO	2,274.20	100%

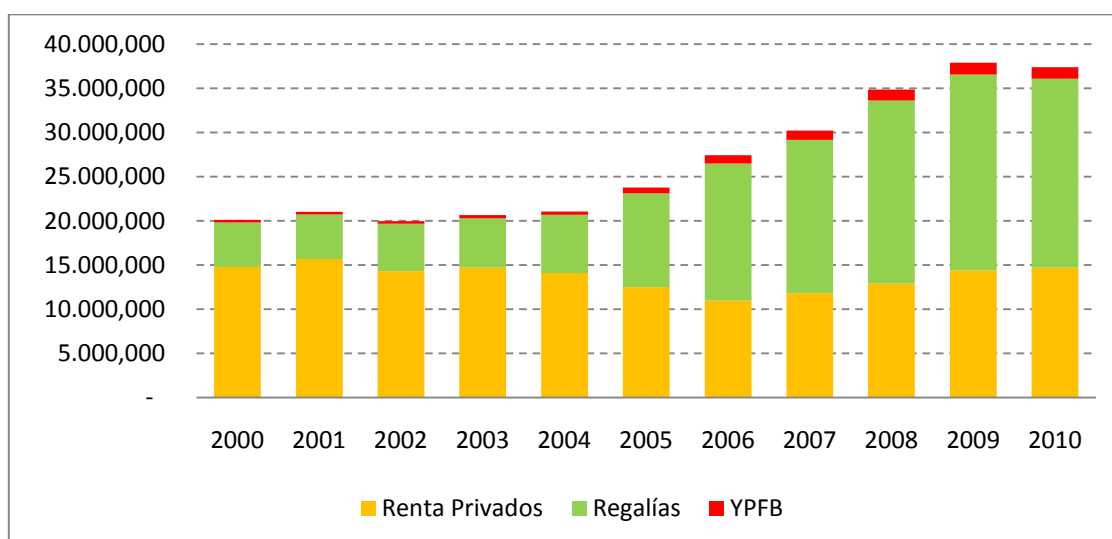
Fuente: Elaboración Propia con datos de YPFB, MHyE, BCB, INE.

Como se puede observar, el cuadro dos nos muestra la distribución de la Renta Petrolera a Largo Plazo en Bolivia, bajo las dos formas de regímenes fiscales (Ley 1689 y 3058).

Por lo tanto, el Estado se apropia, durante este periodo de tiempo, del 45% de la Renta Petrolera de Largo Plazo, YPFB, por norma el 6% y las empresas privadas que operan en este sector del 49% restante de dicha Renta.

Otra característica del patrón de distribución de las rentas en el sector hidrocarburífero de Bolivia es la existencia de una flexibilidad de la participación de los operadores privados sobre dicha renta, en función de las fluctuaciones de los precios. Esto a diferencia de la participación rígida que el Estado y YPFB presentan.

Gráfico 4
Sector Hidrocarburos: Distribución de la Renta Petrolera a Largo Plazo 2000-2010 (Ley 1689 y 3058)



Fuente: Elaboración Propia con datos de INE, BCB, YPFB, MHyE y ANH.

Otra vez, se demuestra la existencia de la regresividad de la participación del Estado y YPFB cuando los precios son bajos y asimismo, cuando los precios tienden a incrementarse por encima de la media.

4.1 Participación del Estado en la Renta Petrolera a Largo Plazo

El Estado, en su condición de propietario de los recursos naturales que yacen bajo el subsuelo, reclama su participación a través de los impuestos directos. En la medida que dicha participación no rebase el límite de la renta total, o en su caso, no excluya la participación del operador privado en la cadena productiva hidrocarburífera, la participación estatal en la Renta Petrolera no impacta negativamente ni tiene efecto alguno, a corto plazo, sobre la eficiencia

en la asignación de recursos y a largo plazo, no debería desalentar la inversión ni el evolución de la producción hidrocarburífera en el País.

El régimen tributario se enmarca dentro del régimen general impositivo establecido en Bolivia por la Ley N° 843. El estado participa de la Renta Petrolera mediante los impuestos directos.

Por último, para que esta investigación tenga una relevancia científica, desde el punto de vista económico; no sólo se debe tomar en cuenta el análisis de las Leyes, las experiencias otorgadas por otros investigadores o el análisis cuantitativo de la misma Renta Petrolera. Se debe también incorporar un análisis econométrico del comportamiento de todas las variables económicas descritas en esta investigación, que además identifican la participación de cada uno de los agentes económicos que intervienen en esta área productiva de nuestro país.

5. Análisis Econométrico:

Modelo Econométrico de la Renta Petrolera a Largo Plazo en Bolivia

Source	SS	df	MS			
Model	9.6996e+18	9	1.0777e+18	Number of obs =	11	
Residual	5.0594e+17	1	5.0594e+17	F(9, 1) =	2.13	
Total	1.0206e+19	10	1.0206e+18	Prob > F =	0.4895	
				R-squared =	0.9504	
				Adj R-squared =	0.5043	
				Root MSE =	7.1e+08	

rentapetro~o	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
ley3058	1.52e+09	1.94e+09	0.78	0.577	-2.31e+10	2.62e+10
ivamercado~o	2181370	7524463	0.29	0.820	-9.34e+07	9.78e+07
iue	-6121838	3577461	-1.71	0.337	-5.16e+07	3.93e+07
it	2358516	7120712	0.33	0.796	-8.81e+07	9.28e+07
iuere	-3.96e+07	3.59e+07	-1.10	0.469	-4.96e+08	4.17e+08
rciva	1.16e+08	8.44e+07	1.37	0.401	-9.57e+08	1.19e+09
iehd	-2.02e+07	1.31e+07	-1.55	0.365	-1.86e+08	1.46e+08
idh	4781364	3802553	1.26	0.428	-4.35e+07	5.31e+07
promediode~o	1.04e+09	1.34e+09	0.78	0.578	-1.60e+10	1.81e+10
_cons	1.20e+10	1.93e+10	0.62	0.647	-2.34e+11	2.58e+11

El presente modelo econométrico nos demuestra claramente, bajo un R cuadrado del 95% que:

- La teoría Económica aplicada en esta investigación y las variables que se utilizaron son de extrema prioridad para la generación de la Renta Petrolera en Bolivia.

- Las variables “ley 3058” , “ivamercado”, “it”, “rciva”, “idh”, “promedio” mantienen una relación positiva con la generación de la Renta Petrolera en Bolivia y nos indica que el IDH aporta con una probabilidad del 42% a la Renta Petrolera en Bolivia.
- Las variables “iue”, “iuere”, “iehd”, mantienen una relación negativa con la Renta Petrolera, es decir si la renta petrolera crece, entonces estas cargas impositivas tenderán a ser cada vez menores para el sector.

Segunda sección

Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones:

En función de la Hipótesis propuesta como base de esta investigación, que afirma:

“Los beneficios generados por los excedentes económicos Hidrocarburíferos, traducidos en la Renta Petrolera, corresponden a las Empresas Transnacionales Inversoras y no así al Estado Boliviano”

Podemos Señalar los siguientes puntos como conclusiones de esta tesis:

- La pérdida del derecho propietario otorgada por la Ley 1689, provocó que las empresas transnacionales sean las que determinen el precio de venta de los hidrocarburos y por ende las magnitudes de las regalías e impuestos que mediante Ley deben ser cubiertas, para mantener el derecho propietario de explotación, extracción, producción y comercialización.
- Los excedentes económicos traducidos en la Renta Petrolera, generaron una acumulación de capital y por consiguiente una distribución del ingreso, que solo benefició a las empresas transnacionales y no así al Estado boliviano. Esto traducido en fugas de capital que fueron extraídas de nuestro país y que se llevaron a los países de origen de las empresas transnacionales.
- La Ley 3058 acabó estableciendo un nuevo impuesto, el IDH, con una alícuota de 32%, restableciendo la tributación total de 50% que existía anteriormente en la Ley 1689. El cambio de impuestos por regalías tiene implicancias objetivas sobre los intereses económicos de sus actores. Desde el punto de vista impositivo, existe una tendencia mundial para que las empresas transnacionales paguen un solo impuesto y se disminuya su porcentaje a cambio de gravar no solo las ganancias sino también el salario, lo que se conoce como ampliación de base de contribuyentes.

- Lo que persiguen las empresas es que el tema de la explotación de recursos naturales deje de abordarse como un problema de soberanía o propiedad colectiva⁵⁵ y se asuman únicamente como objetos de producción para valorizar el capital.
- El objetivo de la industrialización de los hidrocarburos, que la nueva Ley propone, queda subordinada al libre mercado. Por la confirmada fijación de precios internacionales en la comercialización de los hidrocarburos.
- La nueva Ley de Hidrocarburos ratifica la política de libre mercado (liberal). Pues no implica la sustitución del dominio de la empresa transnacional sobre el conjunto de la cadena productiva, más bien, enfatiza la intensificación de las exportaciones de materia prima. Que favorecen la monetización acelerada de las reservas naturales y la apropiación del excedente por parte del capital monopólico.
- La Renta Petrolera en Bolivia depende de los precios ya que el IDH es un impuesto directo que depende de los precios contractuales de exportación y (bajo la teoría de la Renta de Ricardo aplicada a este estudio) el Estado Boliviano es el que menor porcentaje recibe de la generación de la generación de la Renta Petrolera en Bolivia.
- La Hipótesis propuesta en esta investigación se cumple bajo métodos de análisis empíricos, metodológicos teóricos, prácticos y econométricos.

Recomendaciones:

Las recomendaciones que lanza esta tesis son:

- Trabajar en la estructuración y gestión sectorial para procurar condiciones de sostenibilidad de la atracción de la Renta Petrolera en Bolivia.
- Buscar el equilibrio para lograr una optima captación de la Renta Petrolera por parte del Estado, manteniendo los incentivos razonables para la toma de riesgos por parte de los inversores.
- Generar un mecanismo más eficiente de la distribución de la Renta Petrolera hacia los bolivianos, enfocándonos en el cambio de la matriz

⁵⁵ Ta como existe en Estados Unidos, el único país del mundo donde los recursos naturales pertenecen al empresario y no al Estado.

productiva de nuestro país, ya que se vuelve a repetir la historia de que Bolivia es un país que depende de los recursos naturales no renovables.

- Invertir los excedentes económicos generados por la renta petrolera en otras áreas productivas de nuestro país para generar fuentes laborales haciendo que el nivel de vida de nuestros habitantes cada vez se incremente más.

Bibliografía y Fuentes

- 2007 “Natural Gas and inequality in Bolivia after nationalization”.
- Diplomado en Tecnología del Gas Natural (UPB 2008).
- ST. Louis FED, YPFB.
- DS 29576 DE 21/05/08 ART 2. (2008)
- Gaceta Oficial de Bolivia.
- YPFB.
- Fundación Milenio.
- Principios de la Economía Energética.
- Economía y Termodinámica.
- Renta y Geopolítica de la Energía.
- El Gas de los Monopolios (Pablo Poveda Ávila, Álvaro Rodríguez, Lpz. 2006, 200p CEDLA)
- La OPEP y el Precio Internacional del Petróleo: El cambio Estructural. Edit. Siglo XXI México D.F. (Al-chalab, F.J, 1984)
- Limitaciones de la Política de Hidrocarburos en el Neoliberalismo Inédito (Arze Carlos, 2004)
- Similitudes y Diferencias en los Proyectos de la Ley de Hidrocarburos (CEDLA, 2004)
- La Nueva Ley de Hidrocarburos. Doc.de Coyuntura N°10 (CELDA, 2005)
- Un Impuesto Definido por Intereses Regionales y Políticos. Boletín de control ciudadano N°3 (CEDLA, 2006)
- Leyes, Decretos en materia de hidrocarburos (Gaceta oficial de Bolivia, <http://gaceta.comunica.gov.bo>)

Anexos:

Base de datos:

Inversión Extranjera directa en Hidrocarburos.

2000	832,5	381,6	45,8
2001	877,1	453,1	51,7
2002	999,0	462,8	46,3
2003	566,9	247,7	43,7
2004	448,4	184,5	41,1
2005	488,2	139,3	28,5
2006	581,1	58,1	10,0
2007	738,9	131,4	17,8
2008	1.302,0	376,5	28,9
2009	686,7	325,4	47,4

Fuente: Banco Central de Bolivia

Tabla 2.3. Bolivia: inversión en exploración y explotación de hidrocarburos, 1996-

2010 (millones de dólares)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Exploración	256,8	169,0	113,5	108,6	86,7	45,8	71,6	33,4	37,6	29,1	121,7
Explotación	185,3	237,4	231,3	172	149,3	153,7	126,6	133,8	244,9	310,6	427,5
TOTAL	442,1	406,4	344,8	280,5	235,9	199,6	198,2	167,2	278,5	339,5	549,3

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos de Bolivia

2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
64	53	31	29	21	15	9	5	4	5	11

Tabla 2.4. Bolivia: perforación de pozos, 1999-2010 (número de pozos nuevos)

Fuente: CBHE (2010)

Tabla 2.5. Bolivia: número de equipos de perforación en actividad, 1999-2010

2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
7	15	4	1	5	3	5	2	0	2	1	5

Fuente: CBHE (2010)

RECAUDACIÓN DE IMPUESTOS

(En Millones de Bs.) (GESTIÓN 2000-2010)

DETALLE	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
IVA Mercado	1.405,	1.602,	1.789,	2.044,	2.197,	2.398,	3.080,	3.654,	4.189,	4.264,	4.572,
Efectivo	1.204,	1.274,	1.442,	1.736,	1.839,	1.936,	2.466,	3.000,	3.749,	3.554,	4.100,
Papeles	201,5	327,4	346,9	308,5	357,5	461,5	614,6	653,5	439,7	710,7	472,4
IVA Importaciones	1.521,	1.614,	1.752,	1.771,	2.213,	2.863,	3.324,	4.101,	5.367,	4.594,	5.651,
Efectivo	1.445,	1.536,	1.697,	1.720,	2.140,	2.706,	3.130,	4.002,	4.931,	4.285,	5.266,
Papeles	76,4	78,7	55,1	50,6	73,3	156,2	194,1	99,3	436,4	309,5	385,3
IT	1.004,	950,7	1.062,	1.212,	1.566,	1.704,	1.811,	2.081,	2.560,	2.166,	2.253,
Efectivo	943,2	879,0	955,0	1.103,	1.360,	1.454,	1.596,	1.905,	2.253,	2.003,	2.174,
Papeles	61,7	71,7	107,7	108,3	205,4	249,5	214,8	175,8	307,7	163,1	78,9
IUE	737,2	744,4	748,8	770,1	1.122,	1.765,	2.311,	2.539,	3.939,	6.549,	4.615,
Efectivo	545,8	551,1	595,3	646,0	945,5	1.481,	1.959,	2.250,	3.665,	3.761,	3.874,
Papeles	191,4	193,3	153,5	124,0	176,5	284,1	352,0	289,3	274,1	2.787,	741,9
IUE-RE	258,0	245,6	264,7	318,3	345,6	315,1	560,8	518,9	570,8	622,8	742,2
Efectivo	258,0	245,6	264,7	318,3	345,6	315,1	560,8	518,9	570,8	622,8	742,2
Papeles	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ICE Mercado	362,1	299,9	353,2	376,5	432,7	507,5	607,5	709,1	838,9	932,5	1.084,
Efectivo	244,5	224,1	237,9	198,7	279,5	209,4	448,9	597,9	717,1	739,0	932,9
Papeles	117,6	75,8	115,3	177,8	153,1	298,1	158,6	111,2	121,8	193,6	151,2
ICE Importaciones	297,8	43,7	57,3	80,4	126,3	155,0	174,8	220,8	274,1	238,8	285,0
Efectivo	297,6	42,4	52,4	77,3	115,9	144,3	169,1	213,4	266,1	232,7	281,2
Papeles	0,2	1,3	4,8	3,1	10,4	10,7	5,7	7,4	8,0	6,1	3,8
RC-IVA	213,7	182,9	179,0	171,1	192,7	213,3	215,9	217,5	258,9	288,3	262,2
Efectivo	161,4	131,7	147,0	147,6	170,2	186,7	186,9	195,0	232,4	255,2	237,1
Papeles	52,2	51,2	32,1	23,5	22,5	26,6	29,0	22,5	26,6	33,1	25,2
IEHD	1.387,	1.299,	1.311,	1.087,	1.146,	1.885,	1.999,	2.382,	2.529,	1.791,	2.194,
Efectivo	1.347,	1.265,	1.301,	1.068,	1.018,	1.536,	1.509,	2.111,	2.039,	649,8	1.073,
Papeles	39,7	34,1	10,2	18,4	128,8	349,7	490,3	271,3	490,1	1.141,	1.121,
TGB	3,0	3,2	4,0	4,5	5,8	6,9	8,8	10,9	13,8	18,4	20,2
Efectivo	3,0	3,2	4,0	4,5	5,8	6,9	8,8	10,9	13,8	18,4	20,2
ISAE	15,0	14,4	16,3	19,9	27,9	31,6	40,4	32,5	31,4	37,7	47,2
Efectivo	15,0	14,4	16,3	19,9	27,9	31,6	40,4	32,5	31,4	37,7	47,2
ITF	0,0	0,0	0,0	0,0	313,7	632,6	446,1	323,6	340,3	338,6	347,1
Efectivo	0,0	0,0	0,0	0,0	313,7	632,6	446,1	323,6	340,3	338,6	347,1
PROG.	0,0	103,7	27,1	147,1	792,0	31,7	26,9	28,9	25,2	5,9	0,6
Efectivo	0,0	103,7	27,1	147,1	792,0	31,7	26,9	28,9	25,2	5,9	0,6
IUM	0,0	0,2	0,7	2,9	14,0	86,5	34,2	156,6	112,9	72,8	647,3
Efectivo	0,0	0,2	0,7	2,9	14,0	75,3	25,5	152,9	79,8	61,3	472,9
Papeles	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,2	8,7	3,7	33,1	11,6	174,4
RTS	5,9	6,1	6,2	6,7	7,6	4,4	6,8	7,9	10,9	11,5	12,1
Efectivo	5,9	6,1	6,2	6,7	7,6	4,4	6,8	7,9	10,9	11,5	12,1
STI	0,1	0,1	0,1	0,1	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

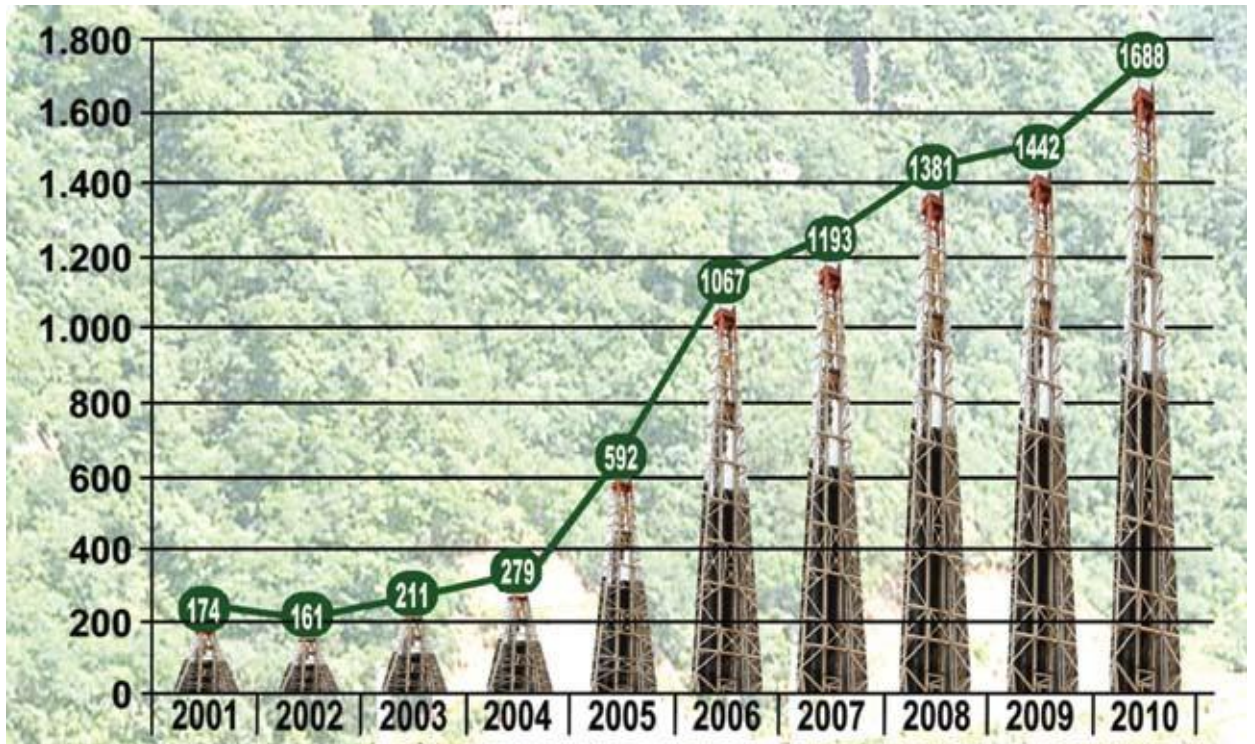
Efectivo	0,1	0,1	0,1	0,1	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
IPR/RAU	0,7	2,8	1,1	6,3	4,0	5,1	11,2	7,2	9,1	12,3	14,0
Efectivo	0,7	2,8	1,1	6,3	4,0	5,1	11,2	7,2	9,1	12,3	14,0
IDH	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2.328,	5.497,	5.954,	6.643,	6.465,	6.744,
Efectivo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2.328,	5.497,	5.954,	6.643,	6.465,	6.744,
IJ-IPJ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Efectivo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
OTROS	35,2	33,4	52,7	66,7	62,7	150,7	216,8	281,1	490,6	981,4	424,1
Efectivo	35,2	33,4	52,5	48,2	62,7	146,2	200,6	249,8	462,1	503,9	419,9
Papeles	0,0	0,0	0,2	18,4	0,0	4,5	16,2	31,3	28,5	477,5	4,2
GA	639,9	572,6	602,7	566,2	672,0	795,5	920,7	1.116,	1.407,	1.178,	1.544,
Efectivo	615,7	554,7	587,4	545,2	646,3	769,9	878,0	1.082,	1.312,	1.152,	1.504,
Papeles	24,2	17,9	15,3	21,0	25,7	25,7	42,7	34,2	94,6	26,5	40,6
TOTAL GENERAL	7.890,	7.720,	8.230,	8.651,	11.243,	15.880,	21.296,	24.345,	29.615,	30.570,	31.463,
d/c Papeles	765,0	851,4	841,1	853,6	1.153,	1.877,	2.126,	1.699,	2.260,	5.860,	3.199,
d/c Efectivo	7.125,	6.869,	7.389,	7.798,	10.090,	14.003,	19.169,	22.646,	27.354,	24.710,	28.264,

Fuente: Elaboración propia en base a información del MEFP, SIN y DNA

Anexo #2

DETALLE	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Recaudación Corriente	7.890,07	7.720,77	8.230,30	8.651,65	11.243,22	15.880,81	21.296,61	24.345,88	29.614,98	30.570,78	31.463,22
Defectado por Inflación	7.621,02	7.649,74	8.028,66	8.310,78	10.723,78	15.101,06	20.242,43	21.490,11	26.105,61	30.491,30	29.204,17
DETALLE	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Recaudación en Papeles	764,99	851,44	841,07	853,57	1.153,18	1.877,71	2.126,78	1.699,46	2.260,49	5.860,65	3.199,24
Recaudación en Efectivo	7.125,08	6.869,33	7.389,23	7.798,09	10.090,04	14.003,10	19.169,83	22.646,42	27.354,49	24.710,13	28.263,99
		0,11	-0,01	0,01	0,35	0,63	0,13	-0,20	0,33	1,59	-0,45
DETALLE	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Recaudación Corriente	7.890,07	7.720,77	8.230,30	8.651,65	11.243,22	15.880,81	21.296,61	24.345,88	29.614,98	30.570,78	31.463,22
PIB	51.928,49	53.790,33	56.682,33	61.904,45	69.626,11	77.023,82	91.747,80	103.009,18	120.693,76	121.726,75	137.875,57
Presión Tributaria	0,15	0,14	0,15	0,14	0,16	0,21	0,23	0,24	0,25	0,25	0,23

INGRESOS GENERADOS POR IDH,REGALÍAS,PARTICIPACIONES AL TGN 200-2010 (MM DE \$US)



Producción de Petróleo y Gas por Empresa.

PRODUCCION DE PETROLEO Y CONDENSADO (BPD) YPFB ANDINA S.A.

Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total	Promedio
1998	9.699,0	9.864,0	9.946,00	10.205,0	10.740,0	11.443,0	11.595,00	11.030,00	10.685,00	10.241,00	9.925,0	10.380,00	125.753,0	10.479,4
1999	9.903,0	8.999,0	9.049,00	9.175,0	8.651,0	8.742,0	8.701,00	8.837,0	8.372,0	8.644,0	8.768,0	8.644,00	106.485,0	8.873,7
2000	8.596,0	8.301,0	8.531,00	8.811,0	9.174,0	9.278,0	9.491,00	9.448,0	9.173,0	8.640,0	8.661,0	8.546,00	106.650,0	8.887,5
2001	8.423,0	8.273,0	8.455,00	8.467,0	8.594,0	8.462,0	8.384,00	7.479,0	8.570,0	8.490,0	9.009,0	9.009,00	101.615,0	8.467,9
2002	8.723,0	8.602,0	8.389,00	6.972,0	7.983,0	7.427,0	8.653,00	8.585,0	8.244,0	7.994,0	8.028,0	8.302,00	97.902,0	8.158,5
2003	8.436,0	7.723,0	7.342,00	7.222,0	7.644,0	7.801,0	8.114,00	8.084,0	7.638,0	7.525,0	7.753,0	7.619,00	92.901,0	7.741,7
2004	7.186,0	6.947,0	6.827,00	7.248,0	6.897,0	7.247,0	7.275,00	7.144,0	7.045,0	6.846,0	6.547,0	6.357,00	83.566,0	6.963,8
2005	6.072,0	5.930,0	5.872,00	5.999,0	5.617,0	5.275,0	5.474,00	5.454,0	5.364,0	5.242,0	5.348,0	5.246,00	66.893,0	5.574,4
2006	5.104,0	5.022,0	4.718,00	4.658,0	4.677,0	4.567,0	4.496,00	4.449,0	3.920,0	4.329,0	4.284,0	4.054,00	54.278,0	4.523,1
2007	3.906,0	3.836,0	3.601,00	3.629,0	3.447,0	3.396,0	3.288,00	3.227,0	3.304,0	3.201,0	3.108,0	3.117,00	41.060,0	3.421,6
2008	3.159,0	3.086,0	3.007,00	2.998,0	2.969,0	2.971,0	2.899,00	2.898,0	2.845,0	2.771,0	2.796,0	2.740,00	35.139,0	2.928,2
2009	2.564,0	2.543,0	2.479,00	2.484,0	2.511,0	2.450,0	2.396,00	2.287,0	2.257,0	2.263,0	2.292,0	2.158,00	28.684,0	2.390,3
2010	2.133,0	2.154,0	2.125,00	2.068,0	2.225,0	2.363,0	2.358,00	2.462,0	2.549,0	2.639,0	2.696,0	2.647,00	28.419,0	2.368,2

PRODUCCION DE PETROLEO Y CONDENSADO (BPD) VINTAGE PETROLEUM BOLIVIANA LTD

Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total	Promedio
1998	767,00	800,00	788,00	744,00	738,00	781,00	706,00	641,00	591,00	521,00	419,00	588,00	8.084,00	673,67
1999	379,00	336,00	327,00	428,00	244,00	417,00	734,00	789,00	331,00	310,00	387,00	506,00	5.188,00	432,33
2000	342,00	424,00	476,00	409,00	395,00	682,00	825,00	824,00	795,00	899,00	897,00	866,00	7.834,00	652,83
2001	318,00	522,00	489,00	510,00	660,00	629,00	618,00	636,00	604,00	658,00	771,00	737,00	7.152,00	596,00
2002	625,00	541,00	492,00	520,00	366,00	420,00	451,00	406,00	487,00	444,00	427,00	405,00	5.584,00	465,33
2003	325,00	386,00	521,00	391,00	354,00	419,00	349,00	339,00	389,00	375,00	414,00	376,00	4.638,00	386,50
2004	286,00	427,00	421,00	318,00	343,00	575,00	600,00	495,00	560,00	484,00	340,00	498,00	5.347,00	445,58
2005	199,00	230,00	271,00	254,00	244,00	214,00	213,00	184,00	242,00	213,00	192,00	192,00	2.648,00	220,67
2006	201,00	345,00	430,00	502,00	431,00	243,00	204,00	237,00	228,00	240,00	289,00	303,00	3.653,00	304,42
2007	198,00	179,00	231,00	279,00	456,00	447,00	422,00	392,00	340,00	457,00	461,00	474,00	4.336,00	361,33
2008	449,00	447,00	466,00	447,00	425,00	424,00	409,00	400,00	401,00	389,00	371,00	344,00	4.972,00	414,33
2009	250,00	319,00	278,00	350,00	398,00	404,00	343,00	369,00	384,00	291,00	233,00	218,00	3.837,00	319,75
2010	118,00	262,00	311,00	257,00	360,00	357,00	338,00	361,00	398,00	398,00	383,00	330,00	3.873,00	322,75

PRODUCCION DE PETROLEO Y CONDENSADO (BPD) PETROBRAS S.A. ARGENTINA SUCURSAL BOLIVIA

Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total	Promedio
1998	486,00	471,00	425,00	484,00	541,00	592,00	589,00	571,00	549,00	457,00	563,00	450,00	6.178,00	514,00
1999	419,00	418,00	420,00	549,00	379,00	414,00	559,00	558,00	442,00	550,00	706,00	748,00	6.162,00	513,00
2000	750,00	983,00	936,00	857,00	851,00	919,00	1.013,00	957,00	1.007,00	1.004,00	1.035,00	978,00	11.290,00	940,00
2001	1.010,00	1.034,00	1.015,00	1.044,00	1.213,00	1.327,00	1.401,00	1.258,00	1.147,00	1.259,00	1.227,00	1.093,00	14.028,00	1.169,00
2002	1.078,00	1.088,00	1.039,00	994,00	1.029,00	991,00	963,00	929,00	977,00	994,00	1.118,00	1.095,00	12.295,00	1.024,00
2003	1.079,00	1.066,00	1.038,00	1.061,00	1.046,00	1.023,00	1.029,00	1.045,00	1.015,00	1.004,00	968,00	1.022,00	12.396,00	1.033,00
2004	1.093,00	1.111,00	1.101,00	1.085,00	1.084,00	1.080,00	1.077,00	1.036,00	1.077,00	1.026,00	1.043,00	976,00	12.789,00	1.065,00
2005	985,00	986,00	987,00	1.033,00	1.024,00	956,00	1.004,00	930,00	963,00	940,00	882,00	897,00	11.587,00	965,00
2006	862,00	867,00	921,00	942,00	950,00	1.042,00	1.116,00	1.198,00	1.238,00	1.238,00	1.190,00	1.080,00	12.644,00	1.053,00
2007	1.045,00	1.043,00	989,00	1.017,00	998,00	1.077,00	1.211,00	1.244,00	1.202,00	1.203,00	1.528,00	1.405,00	13.962,00	1.163,00
2008	1.303,00	1.279,00	1.330,00	1.341,00	1.345,00	1.531,00	1.486,00	1.329,00	1.319,00	1.241,00	1.208,00	1.054,00	15.766,00	1.313,00
2009	1.001,00	933,00	911,00	880,00	965,00	942,00	922,00	907,00	858,00	823,00	759,00	830,00	10.731,00	894,00
2010	770,00	739,00	720,00	725,00	758,00	799,00	836,00	826,00	782,00	758,00	739,00	726,00	9.178,00	764,00

PRODUCCION DE PETROLEO Y CONDENSADO (BPD) Petrobras Bolivia S.A.

Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total	Promedio
1998	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1999	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	69,00	69,00	5,00
2001	1.003,00	1.517,00	1.617,00	2.063,00	3.304,00	2.389,00	2.373,00	2.776,00	3.040,00	3.059,00	2.255,00	2.123,00	27.519,00	2.293,00
2002	2.405,00	3.643,00	3.283,00	2.915,00	2.757,00	2.077,00	2.777,00	4.162,00	5.182,00	6.099,00	4.844,00	4.570,00	44.714,00	3.726,00
2003	6.268,00	7.778,00	6.917,00	8.251,00	9.273,00	10.163,00	9.821,00	9.840,00	11.341,00	12.572,00	13.699,00	12.119,00	118.042,00	9.836,00
2004	13.043,00	15.048,00	16.279,00	16.115,00	17.104,00	16.178,00	15.889,00	17.420,00	18.109,00	18.615,00	18.736,00	17.824,00	200.360,00	16.690,00
2005	19.708,00	19.818,00	21.691,00	22.090,00	18.545,00	19.214,00	18.987,00	20.053,00	20.736,00	20.410,00	21.000,00	20.005,00	242.257,00	20.188,00
2006	19.823,00	22.358,00	22.694,00	14.292,00	20.973,00	22.290,00	23.231,00	24.810,00	24.148,00	23.253,00	18.674,00	19.249,00	255.795,00	21.316,00
2007	19.827,00	21.911,00	22.499,00	22.469,00	23.078,00	24.171,00	24.510,00	24.167,00	24.301,00	24.432,00	24.127,00	24.055,00	279.547,00	23.295,00
2008	24.173,00	24.067,00	24.016,00	24.049,00	24.059,00	23.997,00	25.153,00	24.124,00	23.853,00	24.312,00	24.619,00	22.924,00	289.346,00	24.112,00
2009	24.173,00	24.067,00	24.016,00	24.049,00	24.059,00	23.997,00	25.153,00	24.124,00	16.653,00	24.312,00	24.619,00	22.927,00	282.149,00	23.512,00
2010	20.159,00	23.220,00	23.648,00	22.168,00	25.406,00	25.865,00	26.044,00	26.355,00	26.198,00	26.165,00	26.139,00	22.720,00	294.087,00	24.507,00

PRODUCCION DE PETROLEO Y CONDENSADO (BPD) Total E&P Bolívia-Sucursal Bolívia

Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total	Promedio
1998	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1999	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2002	0,00	0,00	0,00	0,00	43,00	34,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	77,00	6,00
2003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2004	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2006	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2007	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2008	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2009	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2010	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	196,00	0,00	0,00	0,00	0,00	196,00	16,00

PRODUCCION DE PETROLEO Y CONDENSADO (BPD) British Gas Bolívia

Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total	Promedio
1998	805,00	956,00	1.213,00	998,00	1.044,00	1.570,00	1.837,00	1.545,00	1.325,00	976,00	743,00	516,00	13.528,00	1.127,00
1999	506,00	420,00	478,00	863,00	314,00	650,00	1.347,00	1.326,00	550,00	492,00	528,00	661,00	8.135,00	677,00
2000	533,00	879,00	711,00	753,00	946,00	1.329,00	1.454,00	1.376,00	1.236,00	1.387,00	1.175,00	1.056,00	12.835,00	1.069,00
2001	716,00	918,00	930,00	958,00	1.190,00	1.097,00	1.191,00	400,00	1.199,00	1.895,00	2.201,00	1.930,00	14.625,00	1.218,00
2002	1.213,00	1.049,00	1.406,00	1.906,00	1.888,00	2.724,00	2.513,00	3.087,00	2.408,00	2.853,00	2.494,00	2.135,00	25.676,00	2.139,00
2003	1.305,00	1.145,00	1.025,00	776,00	765,00	918,00	1.050,00	1.062,00	1.025,00	1.649,00	1.812,00	1.776,00	14.308,00	1.192,00
2004	765,00	962,00	1.006,00	1.351,00	1.816,00	2.167,00	2.111,00	1.847,00	2.016,00	2.074,00	1.843,00	1.912,00	19.870,00	1.655,00
2005	1.625,00	1.604,00	1.687,00	1.702,00	1.657,00	1.522,00	1.621,00	1.620,00	1.861,00	1.742,00	1.811,00	1.711,00	20.163,00	1.680,00
2006	1.410,00	529,00	533,00	1.488,00	1.764,00	1.747,00	1.699,00	1.573,00	1.383,00	1.409,00	1.469,00	1.546,00	16.550,00	1.379,00
2007	1.069,00	1.071,00	1.065,00	1.138,00	1.442,00	1.526,00	1.425,00	1.260,00	1.398,00	1.170,00	1.373,00	1.306,00	15.243,00	1.270,00
2008	1.311,00	1.197,00	1.292,00	1.173,00	1.259,00	1.299,00	1.288,00	1.321,00	1.366,00	1.355,00	1.184,00	1.122,00	15.167,00	1.263,00
2009	812,00	764,00	677,00	823,00	1.109,00	1.100,00	1.185,00	1.132,00	983,00	1.041,00	1.232,00	1.146,00	12.004,00	1.000,00
2010	1.217,00	1.313,00	1.229,00	1.247,00	1.706,00	1.726,00	1.583,00	1.500,00	1.414,00	1.130,00	1.338,00	1.243,00	16.646,00	1.387,00

PRODUCCION DE PETROLEO Y CONDENSADO (BPD) YPFB Chaco S.A.

PRODUCCION DE PETROLEO Y CONDENSADO (BPD) Repsol YPF Bolivie S.A.

Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total	Prom
1998	11.193,00	12.044,00	11.980,00	12.183,00	12.420,00	12.758,00	14.790,00	14.827,00	14.751,00	11.954,00	14.565,00	14.791,00	158.256,00	13.18
1999	14.478,00	14.119,00	14.251,00	14.385,00	13.923,00	12.987,00	12.790,00	12.706,00	12.169,00	11.204,00	11.003,00	11.269,00	155.284,00	12.94
2000	10.928,00	10.795,00	10.576,00	10.607,00	10.342,00	10.634,00	11.085,00	11.837,00	12.671,00	14.583,00	14.659,00	14.628,00	143.345,00	11.94
2001	13.873,00	12.743,00	12.720,00	12.357,00	12.462,00	12.144,00	12.371,00	11.367,00	12.424,00	12.605,00	12.291,00	11.873,00	149.230,00	12.43
2002	11.161,00	10.984,00	10.562,00	10.148,00	9.935,00	9.779,00	9.591,00	9.427,00	9.107,00	9.194,00	9.309,00	11.315,00	120.512,00	10.04
2003	11.271,00	10.878,00	10.531,00	10.531,00	10.631,00	10.106,00	9.285,00	8.952,00	9.097,00	9.694,00	9.968,00	7.478,00	118.422,00	9.86
2004	9.411,00	10.273,00	11.266,00	10.548,00	10.075,00	9.860,00	9.456,00	9.176,00	10.148,00	9.775,00	9.281,00	9.251,00	118.520,00	9.87
2005	10.791,00	12.288,00	12.340,00	12.282,00	13.222,00	15.211,00	15.847,00	15.354,00	14.680,00	14.152,00	14.471,00	14.274,00	164.912,00	13.74
2006	13.599,00	13.495,00	13.277,00	8.961,00	10.293,00	11.064,00	11.053,00	10.905,00	11.148,00	11.919,00	11.071,00	10.949,00	137.734,00	11.47
2007	12.575,00	12.571,00	12.772,00	13.026,00	12.724,00	12.655,00	12.561,00	11.750,00	11.060,00	11.183,00	10.917,00	12.987,00	146.781,00	12.23
2008	10.749,00	10.698,00	10.517,00	10.215,00	10.125,00	9.937,00	9.962,00	9.709,00	9.737,00	9.418,00	9.159,00	8.673,00	118.899,00	9.90
2009	8.618,00	8.635,00	8.352,00	8.547,00	8.644,00	8.928,00	8.740,00	8.120,00	7.779,00	7.915,00	6.669,00	6.313,00	97.260,00	8.10
2010	6.695,00	7.826,00	8.094,00	7.226,00	8.231,00	8.343,00	8.100,00	8.072,00	7.963,00	7.890,00	7.242,00	7.533,00	93.215,00	7.76

PRODUCCION DE PETROLEO Y CONDENSADO (BPD) Pluspetrol Corporation S.A.

Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total	Prom
1998	299,00	298,00	294,00	289,00	286,00	284,00	279,00	283,00	278,00	276,00	279,00	282,00	3.427,00	285
1999	282,00	287,00	281,00	277,00	261,00	265,00	289,00	295,00	289,00	285,00	279,00	269,00	3.359,00	279
2000	265,00	258,00	240,00	186,00	176,00	168,00	175,00	176,00	212,00	253,00	260,00	243,00	2.612,00	217
2001	223,00	205,00	181,00	185,00	167,00	178,00	171,00	154,00	137,00	168,00	163,00	157,00	2.089,00	174
2002	146,00	152,00	205,00	228,00	252,00	285,00	275,00	333,00	209,00	196,00	230,00	290,00	2.801,00	233
2003	272,00	320,00	315,00	302,00	306,00	323,00	364,00	335,00	313,00	309,00	272,00	222,00	3.653,00	304
2004	204,00	183,00	168,00	169,00	165,00	177,00	188,00	184,00	176,00	177,00	177,00	176,00	2.144,00	178
2005	167,00	163,00	160,00	192,00	327,00	302,00	374,00	391,00	392,00	327,00	383,00	435,00	3.613,00	307
2006	352,00	481,00	454,00	394,00	331,00	325,00	236,00	264,00	300,00	336,00	364,00	374,00	4.211,00	350
2007	353,00	338,00	321,00	304,00	352,00	372,00	365,00	339,00	398,00	214,00	194,00	254,00	3.804,00	317
2008	280,00	391,00	282,00	409,00	426,00	431,00	384,00	284,00	346,00	475,00	427,00	413,00	4.548,00	379
2009	308,00	409,00	388,00	415,00	414,00	433,00	465,00	438,00	445,00	379,00	352,00	344,00	4.790,00	399
2010	361,00	467,00	489,00	425,00	544,00	618,00	621,00	605,00	570,00	496,00	551,00	530,00	6.277,00	523

PRODUCCION DE PETROLEO Y CONDENSADO (BPD) MatPetrol S.A.

Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total	Promedio
1998	88,00	90,00	84,00	77,00	77,00	90,00	85,00	80,00	-	-	-	-	671,00	83,44
1999	22,00	76,00	81,00	78,00	71,00	6,00	69,00	83,00	115,00	112,00	115,00	74,00	902,00	75,17
2000	104,00	114,00	111,00	111,00	158,00	162,00	159,00	150,00	158,00	161,00	156,00	157,00	1.701,00	141,75
2001	156,00	152,00	144,00	129,00	126,00	127,00	117,00	151,00	194,00	171,00	158,00	152,00	1.777,00	148,08
2002	143,00	134,00	121,00	140,00	123,00	108,00	101,00	94,00	142,00	227,00	229,00	175,00	1.737,00	144,75
2003	145,00	119,00	148,00	118,00	106,00	106,00	106,00	96,00	101,00	103,00	99,00	94,00	1.341,00	111,75
2004	104,00	102,00	98,00	95,00	96,00	93,00	97,00	97,00	97,00	97,00	115,00	108,00	1.199,00	99,92
2005	100,00	100,00	104,00	101,00	99,00	96,00	101,00	91,00	106,00	101,00	100,00	98,00	1.197,00	99,75
2006	96,00	94,00	93,00	89,00	90,00	90,00	89,00	88,00	85,00	79,00	78,00	79,00	1.050,00	87,50
2007	75,00	68,00	69,00	61,00	54,00	52,00	52,00	51,00	51,00	80,00	101,00	89,00	803,00	66,85
2008	76,00	75,00	73,00	94,00	93,00	87,00	86,00	83,00	80,00	73,00	82,00	88,00	990,00	82,50
2009	76,00	75,00	73,00	94,00	93,00	87,00	86,00	83,00	80,00	73,00	82,00	88,00	990,00	82,50
2010	87,00	86,00	84,00	80,00	82,00	78,00	81,00	79,00	75,00	77,00	81,00	75,00	965,00	80,42

Por empresa operadora:

PRODUCCION DE GAS NATURAL (MMPCD) YPFB Andina S.A.

Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total	Promedio
1998	201,88	205,75	203,69	201,09	200,43	199,17	206,46	205,18	199,58	187,37	178,50	183,63	2.372,73	197,72
1999	187,43	187,17	197,08	195,44	188,81	196,07	205,31	216,47	189,68	196,58	207,25	199,83	2.367,12	197,26
2000	198,68	181,47	198,62	201,94	208,49	219,84	219,57	235,69	236,19	231,97	230,60	221,73	2.584,79	215,39
2001	218,14	222,77	224,68	228,12	226,58	224,00	224,85	234,91	249,60	253,74	272,92	267,96	2.848,27	237,36
2002	217,62	222,24	224,16	227,59	226,05	223,49	224,34	234,41	249,12	253,27	272,41	267,44	2.842,14	236,84
2003	253,99	238,51	219,45	220,62	238,10	259,98	279,42	279,44	263,15	269,69	283,47	278,17	3.083,99	257,00
2004	264,38	252,31	243,03	261,66	244,53	298,84	303,74	301,10	296,97	291,15	285,91	282,09	3.325,71	277,98
2005	262,24	265,72	266,09	271,72	258,16	240,48	250,72	257,75	252,99	243,13	244,73	241,90	3.055,63	254,63
2006	239,80	239,07	224,06	232,67	232,00	232,17	223,83	223,68	216,26	205,99	242,50	205,38	2.717,41	226,87
2007	194,30	186,74	184,51	184,52	179,12	176,96	171,05	166,65	164,94	160,52	159,15	155,95	2.084,41	173,70
2008	153,04	149,77	149,14	149,20	148,59	148,03	144,09	142,96	138,59	134,93	135,49	128,54	1.722,37	143,53
2009	153,04	149,77	149,14	149,20	148,59	148,03	144,09	142,96	138,59	134,93	135,49	128,54	1.722,37	143,53
2010	104,36	104,19	103,26	101,71	103,54	107,28	110,31	118,16	121,08	122,05	122,32	117,97	1.336,23	111,35

PRODUCCION DE GAS NATURAL (MMPCD) Vintage Petroleum Boliviana LTD.

Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total	Promedio
1998	30,40	32,46	31,42	28,32	27,41	30,25	30,24	30,70	30,30	27,48	22,36	18,86	340,20	28,35
1999	19,84	17,62	17,43	23,88	13,19	21,37	37,60	41,53	14,86	16,52	19,29	25,22	268,35	22,36
2000	17,78	21,83	23,63	23,82	22,28	35,39	50,91	52,46	51,70	55,47	57,80	56,55	469,62	39,14
2001	17,78	21,83	23,63	23,82	22,28	35,39	50,91	52,46	51,70	55,47	57,80	56,55	469,62	39,14
2002	24,80	33,86	27,90	26,96	38,36	34,78	36,76	39,74	36,27	43,23	51,66	47,73	442,05	36,84
2003	18,92	23,97	34,14	26,04	24,71	27,62	21,39	22,51	27,56	27,39	30,95	26,15	311,35	25,95
2004	19,90	30,15	31,83	23,72	25,74	40,87	43,57	38,41	43,37	38,49	26,82	35,25	398,12	33,18
2005	17,40	18,48	20,41	19,68	18,67	17,36	16,93	16,60	21,07	19,50	20,03	20,25	226,38	18,87
2006	20,11	29,04	33,93	36,87	33,18	22,58	19,29	21,48	22,10	22,60	24,48	25,30	310,96	25,91
2007	18,85	17,18	20,23	22,53	32,89	32,30	30,06	29,27	29,79	36,35	36,23	36,73	342,41	28,53
2008	35,87	35,15	35,48	34,44	33,62	33,71	33,71	33,43	33,53	33,44	32,61	30,26	405,25	33,77
2009	35,87	35,15	35,48	34,44	33,62	33,71	33,71	33,43	33,53	33,44	32,61	30,26	405,25	33,77
2010	10,36	22,25	25,00	20,08	29,02	29,03	27,95	29,78	31,97	33,10	31,80	28,66	319,00	26,58

PRODUCCION DE GAS NATURAL (MMPCD) Petrobras Argentina S.A. Sucursal Bolivia

Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total	Promedio
1998	28,99	27,42	24,34	26,41	30,98	32,19	31,96	32,21	31,33	29,51	29,63	22,61	347,58	28,96
1999	20,82	18,35	17,82	30,79	13,93	17,64	28,52	30,76	21,65	22,29	25,25	24,47	272,29	22,69
2000	19,57	23,95	28,89	28,22	28,32	33,27	37,18	37,68	38,51	38,03	37,92	37,34	388,88	32,41
2001	19,57	23,95	28,89	28,22	28,32	33,27	37,18	37,68	38,51	38,03	37,92	37,34	388,88	32,41
2002	37,82	39,18	39,07	38,25	41,93	42,79	43,67	46,95	41,33	40,92	44,90	43,53	500,34	41,69
2003	40,76	42,63	41,98	42,29	42,63	42,16	41,34	37,05	40,41	41,16	40,22	38,74	491,37	40,95
2004	37,62	41,66	41,87	42,62	42,33	40,77	37,73	38,81	38,33	35,14	35,44	34,67	466,99	38,92
2005	36,79	39,14	41,04	39,72	39,98	38,17	36,07	37,37	37,59	37,39	35,51	35,82	454,59	37,88
2006	35,08	35,48	38,29	39,63	39,77	40,51	40,38	36,36	40,95	41,55	94,93	40,01	522,94	43,50
2007	35,84	36,57	38,40	40,26	38,72	39,87	43,12	44,65	43,82	43,06	45,88	44,53	494,72	41,23
2008	44,13	42,67	41,69	40,89	41,24	40,53	39,10	39,31	40,10	38,83	38,86	37,31	484,66	40,39
2009	44,13	42,67	41,69	40,89	41,24	40,53	39,10	39,31	40,10	38,83	38,86	37,31	484,66	40,39
2010	31,62	31,37	30,98	30,20	29,30	28,81	28,82	29,01	27,52	27,43	27,17	25,54	347,77	28,98

PRODUCCION DE GAS NATURAL (MMPCD) Petrobras S.A.

Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total	Promedio
1998	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1999	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,43	5,43	0,00
2001	59,72	76,51	81,61	77,12	128,12	112,85	118,62	129,30	111,82	112,82	101,07	96,60	1.206,16	100,52
2002	59,72	76,51	81,61	77,12	128,12	112,85	118,62	129,30	111,82	112,82	508,07	96,60	1.613,16	134,01
2003	272,65	329,98	289,16	333,89	338,37	369,37	352,45	341,39	335,49	393,67	431,58	381,29	4.169,29	347,44
2004	409,96	482,86	515,98	509,90	543,50	524,31	517,21	566,18	589,18	600,14	603,62	573,22	6.436,06	536,34
2005	648,30	650,02	730,70	750,89	646,51	659,23	650,32	695,61	722,12	693,43	714,62	677,19	8.238,94	686,16
2006	664,09	748,27	759,44	525,26	714,12	760,46	789,23	844,61	823,83	794,61	664,94	682,50	8.771,36	730,95
2007	682,75	762,75	779,13	771,62	802,17	848,02	861,39	847,41	855,92	861,51	851,26	850,50	9.774,43	814,54
2008	854,86	855,61	851,51	864,13	862,06	858,10	892,05	861,46	858,07	858,77	859,95	800,52	10.277,09	856,42
2009	854,86	855,61	851,51	864,13	862,06	858,10	892,05	861,46	858,07	858,77	859,95	800,52	10.277,09	856,42
2010	690,73	809,78	826,13	769,67	892,00	907,02	911,37	919,00	921,19	924,99	914,76	826,82	10.313,46	859,45

PRODUCCION DE GAS NATURAL (MMPCD) Total E&P Bolívia-Sucursal Bolívia

Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total	Promedio
1998	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1999	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2002	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2004	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2006	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2007	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2008	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2009	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2010	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13,19	0,00	0,00	0,00	0,00	13,19	1,12

PRODUCCION DE GAS NATURAL (MMPCD) British Gas Bolívia

Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total	Promedio
1998	29,02	34,02	36,28	34,77	37,48	46,01	45,44	48,69	45,75	31,49	23,98	18,73	431,66	35,97
1999	18,80	17,34	18,15	31,31	12,83	21,76	41,40	41,17	15,58	16,85	20,35	25,10	280,64	23,39
2000	18,93	23,04	23,44	25,10	22,98	39,07	43,74	43,78	39,74	45,88	38,54	35,57	399,81	33,32
2001	18,93	23,04	23,44	25,10	22,98	39,07	43,74	43,78	39,74	45,88	38,54	35,57	399,81	33,32
2002	25,02	31,94	32,43	30,37	37,69	35,76	39,65	8,16	45,99	74,52	81,41	70,07	513,01	42,75
2003	40,08	36,85	34,03	28,25	28,05	31,98	36,01	36,33	34,43	58,53	58,47	60,68	483,69	40,31
2004	27,15	32,81	34,73	44,34	61,15	83,19	77,64	67,51	69,54	71,99	66,10	64,32	700,47	58,37
2005	57,26	59,08	61,17	61,42	57,45	55,58	59,14	60,93	67,43	63,73	66,53	63,60	733,32	61,11
2006	55,47	23,31	23,43	57,72	65,66	66,13	65,00	61,40	55,15	55,20	56,93	60,86	646,26	53,86
2007	41,86	42,78	42,75	44,23	56,28	59,41	56,00	49,99	55,42	47,47	53,98	52,88	603,05	50,25
2008	54,07	49,88	53,49	49,82	56,84	59,12	58,98	58,30	61,43	62,68	54,94	52,84	672,39	56,03
2009	54,07	49,88	53,49	49,82	56,84	59,12	58,98	58,30	61,43	62,68	54,94	52,84	672,39	56,03
2010	46,12	52,88	50,76	51,52	72,20	75,05	69,92	68,81	68,16	54,93	56,71	52,06	719,12	59,93

PRODUCCION DE GAS NATURAL (MMPCD) YPFB Chaco S.A.

Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total	Promedio
1998	173,90	179,32	178,76	169,44	178,46	182,39	182,19	181,24	177,09	167,78	161,21	164,66	2.096,44	174,68
1999	144,52	153,02	153,77	160,67	161,32	159,99	157,29	158,91	159,16	158,30	157,15	156,33	1.880,43	156,70
2000	150,64	146,71	151,62	152,75	156,41	167,80	165,11	160,90	158,34	154,16	169,45	177,33	1.911,22	159,27
2001	134,92	132,08	137,74	140,33	142,49	153,34	150,73	147,95	145,96	142,38	157,99	166,05	1.751,96	146,83
2002	166,07	173,52	166,61	164,58	166,97	175,39	174,82	177,15	171,96	175,66	187,06	184,81	2.084,60	173,72
2003	200,60	201,29	194,40	207,06	207,08	197,14	203,10	210,96	215,13	216,76	215,86	210,36	2.479,74	206,64
2004	207,81	208,21	220,61	224,26	219,17	224,47	223,85	227,98	229,55	227,07	224,01	215,94	2.652,93	221,91
2005	216,67	213,30	203,50	213,00	213,58	205,40	201,68	201,22	196,85	193,47	193,07	192,11	2.443,85	203,65
2006	193,67	192,22	199,51	204,29	203,50	201,44	203,32	199,56	195,94	194,99	192,60	191,30	2.372,34	197,69
2007	189,44	188,40	186,60	186,71	195,06	227,76	196,61	199,04	199,56	196,40	194,65	196,95	2.357,18	196,43
2008	198,22	200,21	201,55	198,93	197,36	196,38	194,02	191,32	167,07	184,22	181,66	183,60	2.294,54	191,21
2009	198,22	200,21	201,55	198,93	197,36	196,38	194,02	191,32	167,07	184,22	181,66	183,60	2.294,54	191,21
2010	161,51	192,63	196,30	187,56	197,08	211,16	212,01	211,66	208,62	202,08	201,22	203,30	2.385,13	198,76
2011	204,22	209,13	223,37	219,41	228,04	234,14	233,41	233,26	232,87	230,69	230,93	226,19	2.705,66	225,47

PRODUCCION DE GAS NATURAL (MMPCD) Repsol YPF E&P Bolivia S.A.

Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total	Promedio
1998	32,59	39,95	41,15	40,77	41,75	41,44	53,34	53,75	55,06	41,98	55,53	59,16	556,47	46,37
1999	58,22	58,61	58,36	59,16	57,03	53,42	55,07	55,84	54,26	52,39	51,84	51,90	666,10	55,51
2000	57,93	58,31	58,40	60,09	59,03	59,49	59,03	60,14	64,77	90,30	89,39	86,70	803,58	66,89
2001	78,14	58,31	58,40	60,09	59,03	59,49	59,03	60,14	60,90	60,04	59,23	56,85	729,65	60,80
2002	54,65	55,47	55,58	53,53	52,56	51,15	52,14	47,78	51,27	52,85	51,69	52,02	630,69	52,55
2003	62,34	57,99	56,21	53,97	60,62	67,73	66,38	62,18	60,60	59,78	59,79	58,84	726,43	60,54
2004	55,47	55,44	56,40	55,50	56,34	56,31	56,89	57,03	70,35	55,06	54,55	60,23	689,57	57,46
2005	89,17	125,38	118,12	116,94	121,21	135,15	139,80	140,61	138,56	136,21	137,29	136,25	1.534,69	127,89
2006	130,10	138,36	134,61	68,65	96,00	111,23	111,13	106,21	108,98	110,17	96,88	102,34	1.314,66	109,55
2007	127,14	130,70	131,39	136,96	132,65	135,12	136,65	130,01	121,41	120,53	117,64	122,43	1.542,63	128,55
2008	115,32	115,83	116,39	114,82	113,22	112,80	109,48	104,78	102,63	102,56	98,93	89,92	1.296,68	108,05
2009	115,32	115,83	116,39	114,82	113,22	112,80	109,48	104,78	102,63	102,56	98,93	89,92	1.296,68	108,05
2010	80,59	104,75	109,80	92,73	239,00	113,45	110,06	109,17	106,69	104,91	94,30	102,47	1.367,92	113,99

PRODUCCION DE GAS NATURAL (MMPCD) Pluspetrol Bolivia Corporation S.A.

Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total	Promedio
1998	6,92	6,56	6,46	6,24	6,01	5,77	5,74	5,87	5,77	5,82	5,88	5,92	72,96	6,08
1999	5,61	5,97	5,90	5,96	5,30	5,45	5,31	5,49	5,32	4,93	4,61	4,29	64,14	5,34
2000	15,90	15,59	14,66	12,46	12,16	12,49	13,25	12,67	15,20	15,02	19,86	16,96	176,22	14,68
2001	4,10	3,86	2,92	0,93	0,57	0,67	1,37	1,40	3,85	4,10	8,31	5,97	38,05	3,17
2002	4,03	3,84	3,65	3,57	3,24	3,63	3,48	3,32	3,23	3,25	12,01	12,01	59,26	4,93
2003	10,15	11,77	11,81	11,76	11,74	11,83	10,52	9,61	8,94	6,62	5,21	3,20	113,16	9,43
2004	2,57	1,54	0,62	0,60	0,75	0,94	1,08	1,13	0,92	0,86	1,09	0,93	13,03	1,17
2005	0,60	0,58	0,61	8,10	27,39	23,84	34,97	38,43	40,10	47,42	40,93	39,20	302,17	25,18
2006	36,98	46,72	43,74	46,36	34,18	37,04	35,68	35,16	29,75	38,52	43,04	46,40	473,57	39,46
2007	44,43	40,36	35,90	33,44	42,40	45,42	45,49	45,63	44,25	45,72	45,26	45,24	513,54	42,79
2008	47,81	48,06	48,33	49,64	49,04	51,33	52,20	54,10	56,35	57,26	59,73	57,20	631,05	52,58
2009	47,81	48,06	48,33	49,64	49,04	51,33	52,20	54,10	56,35	57,26	59,73	57,20	631,05	52,58
2010	38,52	70,50	74,27	63,01	91,20	97,88	98,04	96,82	94,39	82,63	93,59	93,58	994,43	82,87

PRODUCCION DE GAS NATURAL (MMPCD) Matpetrol S.A.

Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total	Promedio
1998	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00	3,20	0,27
1999	0,00	0,02	0,24	0,40	0,33	0,25	0,24	0,25	0,25	0,26	0,26	0,26	2,76	0,23
2000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2001	0,26	0,27	0,29	0,29	0,30	0,30	0,30	0,30	0,29	0,27	0,25	0,24	3,36	0,28
2002	0,27	0,31	0,30	0,24	7,24	0,24	0,24	0,63	1,38	1,26	1,36	1,42	14,89	1,24
2003	0,29	0,09	0,28	0,31	0,30	0,29	0,29	0,26	0,25	0,26	0,28	0,28	3,18	0,26
2004	0,33	0,44	0,43	0,38	0,38	0,37	0,37	0,36	0,37	0,42	1,00	1,00	5,85	0,49
2005	1,01	0,87	0,89	0,85	0,84	0,79	0,55	0,41	0,40	0,33	0,33	0,33	7,60	0,63
2006	0,33	0,32	0,33	0,33	0,33	0,35	0,36	0,36	0,37	0,37	0,38	0,36	4,19	0,35
2007	0,34	0,33	0,33	0,34	0,38	0,38	0,38	0,38	0,37	0,37	0,38	0,38	4,36	0,36
2008	0,37	0,37	0,36	0,35	0,35	0,36	0,36	0,35	0,33	0,26	0,36	0,42	4,24	0,35
2009	0,37	0,37	0,36	0,35	0,35	0,36	0,36	0,35	0,33	0,26	0,36	0,42	4,24	0,35
2010	0,36	0,35	0,38	0,38	0,37	0,31	0,30	0,31	0,28	0,26	0,27	0,27	3,84	0,32