

**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS**  
**FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y FINANCIERAS**  
**CARRERA DE ECONOMÍA**  
**INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ECONÓMICAS**



**TRABAJO DIRIGIDO**  
**(PETAENG)**

## **Beneficios Económicos de la Nacionalización de los Hidrocarburos en Bolivia.**

**Postulante : Juan Carlos Velasco Coronel**

**Tutor : Lic. Jaqueline Cuentas Prieto**

**LA PAZ - BOLIVIA**

**2014**

## DEDICATORIA

A Dios por ser mi guía, mi luz y porque sin el nada se podría lograr en esta vida.

A mí amado Papi Santos que partió al encuentro de Dios, que desde el cielo me protege y me guía, y que en vida siempre me apoyo para mi preparación y sea un profesional.

A mi Madre y a mis hermanos que sin el cariño y apoyo no hubiera podido lograr culminar esta carrera.

A mi familia en especial para mis hijas que esto que estoy logrando sea un ejemplo de vida, que se puede lograr todo lo que uno se propone, con constancia, perseverancia y esfuerzo.

## **AGRADECIMIENTOS**

Un agradecimiento especial a mi docente tutor Lic. Jaqueline Cuentas Prieto, por su colaboración y guía para la realización del presente trabajo de investigación.

De igual manera un agradecimiento al Director Lic.MSc Roberto Ticona García y al Coordinador del PETAENG Lic. Alberto Bonadona Cossio del Instituto de Investigaciones Económicas, por la enseñanza impartida y por la colaboración desinteresada dada; y a la Carrera de Economía por ser el alma mater de mi formación académica.

Y por último un agradecimiento también especial a mi hermano Pedro que desde la distancia me colabore y me apoyo para que logre este objetivo de concluir la carrera de Economía.

## RESUMEN

La nacionalización de los hidrocarburos que estaban en poder de empresas transnacionales tuvo un evidente impacto positivo en la economía boliviana, reflejada en un crecimiento económico que sufre Bolivia, esto gracias a la exportación del gas natural a través de la venta de este energético a los mercados de Brasil y Argentina. Asimismo, este crecimiento de la exportación del combustible fósil genera primero la renta petrolera que significa ingreso corriente para el Tesoro General de la Nación y en segundo lugar genera ingresos de divisas al país, divisas que es un activo importante de las reservas internacionales que administra el Banco Central de Bolivia; por lo cual, este ingreso de divisas engrosa la acumulación de las reservas internacionales netas, repercutiendo en la solvencia de Bolivia.

La cadena productiva hidrocarburífera de Bolivia está compuesta por el Upstream (exploración y explotación de hidrocarburos) y Downstream (producción, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos), donde la empresa nacionalizada YPFB Corporación y sus empresas subsidiarias implementan las políticas en materia de hidrocarburos, trazadas por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía cabeza de sector energético, políticas traducidas en planes, proyectos estratégicos de expansión de continuidad operativa y de inversión en la exploración de nuevos reservorios y en la explotación de los ya existentes.

La nacionalización de los hidrocarburos se produjo a través de la implementación de medidas políticas, traducidas en normas jurídicas, como ser el Decreto Supremo N° 28701 denominado “Héroes del Chaco”, donde se implementa un 1° de mayo de 2006, en concordancia con la Constitución Política de Estado y la Ley N° 3058 de 17 de mayo de 2005, Ley de Hidrocarburos, que esta ley se implementa dando cumplimiento a la voluntad del pueblo boliviano expresada en

un referéndum que determina que los Recursos Naturales en especial los hidrocarburos tienen que pasar a poder del Estado Boliviano, quien tendrá la misión de preservar el dominio público sobre los recursos naturales, para explotarlos y comercializarlo a través del YPFB.

Con la implementación de la Ley N° 3058 se modifica la Renta Petrolera que percibe el Tesoro General de la Nación (TGN), ya que con esta ley de hidrocarburos se crea el Impuesto Directo a los Hidrocarburos IDH que grava a la producción de volúmenes de hidrocarburos medidos en el punto de fiscalización, con una alícuota de 32 por ciento y modifica las utilidades de las empresas petroleras privadas que percibían un 47 por ciento, a un 15 por ciento de utilidades para las empresas privadas y YPFB, por lo tanto las regalías que percibe el Estado (para luego distribuir estas regalías a los departamentos productores del energético) es el 18 por ciento y sumados los 32 por ciento de IDH llega al 50 por ciento de renta petrolera que percibe el TGN como ingreso corriente.

Como ya se dijo otro beneficio económico producto de la nacionalización de los hidrocarburos es el incremento de las Reservas Internacionales Netas (RIN), gracias a la transacción comercial de venta de gas natural a Brasil y Argentina, que significa ingreso de divisas y estas repercuten en el crecimiento de la acumulación de las RIN, llegando a fortalecer la economía reflejada en la Solvencia del Estado, frente a externalidades o contingencias que se pudiera presentar.

## INDICE

### CAPITULO I

<b>1. MARCO REFERENCIAL METODOLÓGICO</b>	<b>Pág.</b>
1.1 Identificación del Tema.....	1
1.2 Delimitación del Tema.....	1
a) Delimitación temporal.....	1
b) Delimitación espacial.....	1
1.3 Delimitación de categorías y variables económicas relacionadas con el tema..	1
1.4 Identificación de problema.....	2
1.5 Determinación de objetivos.....	2
a) Objetivo general.....	2
b) Objetivos específicos.....	3
1.6 Marco teórico y conceptual.....	3
1.6.1 Marco Teórico.....	4
1.6.1.1 Comercio Internacional.....	4
1.6.1.1.1 Concepción clásica del comercio internacional.....	4
1.6.1.2 Crecimiento Económico.....	5
1.6.1.3 Renta Petrolera.....	6
1.6.2 Marco Conceptual.....	7
1.6.2.1 Hidrocarburos.....	8
1.6.2.2 Gas Natural.....	8
1.6.2.3 Yacimiento hidrocarburífero.....	9
1.6.2.4 Reservorio de hidrocarburos.....	9
1.6.2.5 El Upstream .....	10
1.6.2.6 Exploración.....	10
1.6.2.7 Explotación.....	10
1.6.2.8 Parcela.....	12
1.6.2.9 El Downstream.....	12
1.6.2.10 Transporte de hidrocarburos.....	12
1.6.2.11 Refinación de hidrocarburos.....	12

1.6.2.12	Pozo de hidrocarburos.....	13
1.6.2.13	Reservas de hidrocarburos.....	15
1.6.2.14	Punto de Fiscalización de la Producción.....	18
1.6.2.15	TCF.....	18
1.6.2.16	B.T.U.....	19
1.6.2.17	Contrato.....	19
1.6.2.18	Contrato de Compraventa.....	19
1.6.2.19	Contraprestación.....	20
1.6.2.20	Contrato Interrumpible.....	20
1.6.2.21	Contrato de Joint Venture.....	20
1.6.2.22	Contrato de Operaciones o de Servicios.....	20
1.6.2.23	Regalías.....	21
1.6.2.24	Reservas Internacionales.....	21
1.7	Metodología.....	23

## **CAPITULO II**

### **2. MARCO INSTITUCIONAL Y NORMATIVO DEL SECTOR HIDROCARBURO**

2.1	Características del Sector Hidrocarburos.....	25
2.1.1	Upstream.....	26
2.1.2	Downstream.....	30
2.2	Marco Institucional.....	37
2.2.1	Visión.....	37
2.2.2	Misión.....	38
2.3	Marco de las Políticas.....	38
2.4	Análisis de la normativa del Sector Hidrocarburos.....	42
2.5	Características de las Reservas Internacionales Netas.....	46

## **CAPITULO III**

### **3. CRECIMIENTO Y EVOLUCIÓN DE: LA EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL, RENTA PETROLERA Y RESERVAS INTERNACIONALES.**

3.1	Evolución de las exportaciones de Hidrocarburos.....	49
-----	--	----

3.2 Renta Petrolera.....	59
3.3 Evolución de las Reservas Internacionales Netas en Bolivia.....	64
3.4 Incremento de la Solvencia – País reflejada en las RIN.....	67
3.5 Perspectivas del negocio futuro de Hidrocarburos.....	70
3.6 Modelo Económico.....	73

## **CAPITULO IV**

### **4. CONCLUSIONES.**

4.1 Conclusión general.....	79
4.2 Conclusiones específicas.....	79

### **BIBLIOGRAFÍA**

### **ANEXO**



<b>ÍNDICE DE GRÁFICOS Y CUADROS</b>	<b>Pág.</b>
<b>Gráfico 1:</b> Estructura del Sector Hidrocarburos.....	<b>11</b>
<b>Gráfico 2:</b> Potencial Hidrocarburífero de Bolivia.....	<b>27</b>
<b>Gráfico 3:</b> Exportación del Gas Natural.....	<b>56</b>
<b>Gráfico 4:</b> Exportación del Gas Natural en relación a las Export Totales.....	<b>58</b>
<b>Gráfico 5:</b> Captación de Renta Petrolera en Bolivia.....	<b>60</b>
<b>Gráfico 6:</b> Ingresos Corrientes del TGN – Renta de Hidrocarburos.....	<b>62</b>
<b>Gráfico 7:</b> Aporte de Renta Petrolera al TGN.....	<b>63</b>
<b>Gráfico 8:</b> Reservas Internacionales Netas.....	<b>64</b>
<b>Gráfico 9:</b> Reservas Internacionales en América Latina.....	<b>65</b>
<b>Gráfico 10:</b> Evolución de las RIN y del PIB.....	<b>66</b>
<b>Gráfico 11:</b> Inversiones en Exploración 2012 – 2016.....	<b>72</b>
<b>Gráfico 12:</b> Grafica de la Regresión Estimada del Modelo Econométrico.....	<b>77</b>
<b>Cuadro 1:</b> Composición Típica del Gas Natural.....	<b>9</b>
<b>Cuadro 2:</b> Áreas en Contrato de Operaciones con Compromisos de Exploración.....	<b>28</b>
<b>Cuadro 3:</b> Volúmenes de Gas Natural Comercializado por destino.....	<b>29</b>
<b>Cuadro 4:</b> Niveles de Producción y Declinación Promedio mensual por Tipo de Campo .....	<b>29</b>
<b>Cuadro 5:</b> Exportación de Gas Natural.....	<b>55</b>
<b>Cuadro 6:</b> Series de Precios por Barril para Petróleo WTI en \$us.....	<b>56</b>
<b>Cuadro 7:</b> Reservas Internacionales Netas del BCB y PIB precios corrientes....	<b>67</b>
<b>Cuadro 8:</b> Rating calificación de Solvencia País de Bolivia.....	<b>70</b>
<b>Cuadro 9:</b> Datos de Entrada del Modelo Econométrico.....	<b>74</b>

## **1. MARCO REFERENCIAL METODOLÓGICO**

### **1.1 Identificación del Tema.**

El tema de estudio se refiere al sector de hidrocarburos en Bolivia, en lo que respecta a los beneficios económicos de la nacionalización de hidrocarburos y sus perspectivas.

### **1.2 Delimitación del Tema.**

#### **a) Delimitación temporal.**

El estudio se circunscribe al área de hidrocarburos en Bolivia, su desarrollo desde 1996 hasta el 2012, en especial al análisis de los cambios acaecidos a partir de 2006, con la “nacionalización” de las empresas petroleras que operan en Bolivia.

#### **b) Delimitación espacial.**

El estudio comprende el ámbito nacional, con especial énfasis en las regiones donde se realizan actividades de exploración, explotación y producción de hidrocarburos.

### **1.3 Delimitación de categorías y variables económicas relacionadas con el tema.**

Las categorías económicas que se utilizarán en la presente investigación son:

- a) Hidrocarburos**
- b) Comercio Internacional**
- c) Crecimiento Económico.**

Y las variables económicas:

- a) Volumen, Precio y Valor de las exportaciones de gas natural
- b) Reservas de campos hidrocarburíferos.
- c) Renta petrolera.
- d) Reservas internacionales netas administradas por el Banco Central de Bolivia.

#### **1.4 Identificación del problema.**

De los antecedentes analizados del sector hidrocarburos, se puede inferir que las empresas privatizadas de este sector antes de la nacionalización de los hidrocarburos eran las únicas beneficiadas con una mayor percepción de utilidades (47%) que generaba la producción y exportación del gas natural, en cambio el Estado percibía una renta petrolera de apenas 18% por concepto de regalías que representaba pocos ingresos para el Tesoro General de la Nación (TGN) y una modesta acumulación de las Reservas Internacionales Netas (RIN) que reflejaba a Bolivia como país con poca solvencia para afrontar externalidades, contingencias o para afrontar el pago de compromisos de deuda pública tanto interna como externa. En ese contexto surge el siguiente problema de investigación: El impacto de la nacionalización de los hidrocarburos en la renta petrolera que percibe el TGN y cómo afecta el flujo de divisas provenientes de los contratos de exportación de gas natural sobre las RIN de Bolivia.

#### **1.5 Determinación de objetivos.**

Los objetivos planteados en la presente investigación son los siguientes.

##### **a) Objetivo General.**

Identificar el impacto positivo de las exportaciones de gas natural que repercutió en la renta petrolera y en la solvencia - país derivada de la decisión de la nacionalización de los hidrocarburos en Bolivia.

#### **b) Objetivos Específicos.**

- Analizar las características del Sector de Hidrocarburos, en sus etapas de Upstream y Downstream, con respecto a la producción del gas natural.
- Analizar la evolución de las exportaciones de gas natural (volumen, precio y valor) para el periodo de estudio.
- Analizar las leyes y normas inherentes al sector de Hidrocarburos.
- Analizar los contratos de venta de gas natural suscritos por YPF y las empresas petroleras representantes de Argentina y Brasil respectivamente.
- Analizar la renta petrolera que percibe el Tesoro General de Nación, antes y después de la nacionalización de los hidrocarburos.
- Analizar y evaluar el crecimiento y acumulación de Reservas Internacionales que administra el Banco Central de Bolivia, antes y después de la nacionalización de los hidrocarburos.
- Analizar la solvencia – país, su capacidad de poder enfrentar eventualidades, contingencias y asumir obligaciones contraídas de deuda pública interna, externa y por la importación de bienes y servicios.

#### **1.6 Marco teórico y conceptual.**

En el presente trabajo de investigación se tomara en cuenta las corrientes económicas que expliquen y respalden, el comercio internacional entre naciones, el crecimiento económico, la renta petrolera y la acumulación de reservas internacionales, para que en base de estas teorías se realice el análisis de los beneficios económicos y sus repercusiones positivas que generan el crecimiento de las exportaciones de gas natural, tras la decisión de nacionalizar los hidrocarburos en Bolivia. También se desarrollará un marco conceptual de los

términos que se utilizaran y analizaran en el desarrollo del trabajo, para tener claro el significado de estos.

## **1.6.1 Marco Teórico.**

### **1.6.1.1 Comercio Internacional.**

#### **1.6.1.1.1 Concepción clásica del comercio internacional.**

Uno de los pensamientos económicos que une el comercio internacional con el crecimiento económico de una nación fue clásico, cuyo primer representante principal fue Adam Smith quien en su obra La Riqueza de las Naciones de 1776, pues plantea un nexo causal entre comercio y crecimiento<sup>1</sup>. El comercio exterior retira la parte excedente del producto de su tierra y su trabajo, para la que no existe demanda en el país, y trae de vuelta a cambio de ella otra cosa para la que sí hay demanda(...). Plantea abrir el mercado local estrecho, para cualquier producto que excede el consumo interno, así se estimula a mejorar la capacidad productiva y a expandir la producción anual al máximo y de esta manera se incrementa el ingreso y la riqueza real de la sociedad. Con este planteamiento da a entender la teoría de la salida del excedente, según la cual el comercio internacional supera la estrechez del mercado doméstico y brinda la posibilidad de exportar la producción no absorbida por la demanda interna, también habla de la teoría de la productividad, la cual establece que el comercio internacional, al ampliar la extensión del mercado, permite mejorar la división del trabajo, elevando el nivel de productividad del país.

En resumen con el comercio exterior, al ampliar la extensión del mercado interno, promueve el incremento de la productividad mediante la división del trabajo. Por lo tanto, el nexo causal que Smith plantea entre comercio exterior y crecimiento

---

<sup>1</sup> Escribano Gonzalo, Comercio Internacional, Universidad Nacional de Educación a Distancia España, pág. 25([www.uned.es/deahe/doctorado/gescribano/comerciointernacional.pdf](http://www.uned.es/deahe/doctorado/gescribano/comerciointernacional.pdf))

económico consistiría en que la actividad económica sólo puede aumentar en proporción a su capital, el comercio exterior, al aumentar tanto la producción como la renta de la nación, eleva la proporción del ingreso destinado al ahorro y, por tanto, fomenta la acumulación de capital y la expansión de la actividad económica.

Smith también habla de la teoría de la ventaja absoluta entre países, que consiste, en que se importarán los bienes que sean más baratos en el extranjero que en el mercado local y se exportarán aquellos que sean más caros en el mercado internacional que en el doméstico.

Otro autor del pensamiento clásico es David Ricardo que publica en 1817 Principios de Economía Política y Tributación, quien habla de la teoría de la ventaja comparativa, por la que un país debe especializarse en la producción y exportación de aquellos bienes cuyo coste relativo respecto a otros bienes en el mismo país sea menor al correspondiente coste relativo existente en otro país, por lo cual las mercancías que un país debe exportar no tiene necesariamente que ser las de menor coste internacional como planteaba Adam Smith.

Ricardo plantea una relación entre los beneficios del libre cambio y el crecimiento económico, que consiste en que el libre cambio es un medio de aumentar la acumulación y esta acumulación es la responsable del crecimiento económico de un país. Ricardo argumenta que el incremento del capital mediante los mayores ingresos que reporta a los comerciantes o por el descenso en el gasto de los consumidores; el comercio exterior favorece así el ahorro, el cual a su vez acelera la acumulación de capital<sup>2</sup>. También plantea que es el volumen de bienes y no el valor poseído por el país lo que aumenta con el comercio exterior.

### **1.6.1.2 Crecimiento Económico.**

---

<sup>2</sup> Ibíd. pág. 30.

Como se analizó en el punto anterior, Adam Smith y David Ricardo ya explicaban sobre el crecimiento económico, a estos se suma Malthus, que el crecimiento económico se debe a la acumulación de capital, pero también hacen hincapié, a que la acumulación se logra a través del comercio internacional, porque el comercio puede llevar a la utilización plena de recursos internos, una economía que tiene una producción ineficiente dentro de su límite de posibilidades de producción, sin utilizar recursos disponibles a causa de una demanda interna insuficiente, pasa su límite de posibilidades de producción con el comercio, este comercio para la economía de ese país representaría una salida para su excedente, o para su excedente potencial de mercancías agrícolas y materias primas.

Mediante la expansión del mercado, el comercio hace posible la división del trabajo y las economías de escala<sup>3</sup>.

El comercio también estimula y facilita el flujo internacional de capital de los países desarrollados a los países en desarrollo.

### **1.6.1.3 Renta Petrolera**

Antes de ingresar al análisis de la renta petrolera, primero se analiza lo que es la Renta, para esto se toma en cuenta la Teoría Ricardiana de la Renta, donde para David Ricardo renta es esa parte del producto de la tierra que se paga al propietario por el uso de los poderes originales e indestructibles del suelo<sup>4</sup> (para Marx los poderes originales del suelo son destructibles), esta definición de renta separa el sector agrícola, donde se genera la renta ya que el factor de producción tierra es limitado, heterogeneidad y de diferente calidad, que para la producción de un producto agrícola de elevada demanda, se necesitara cada vez la utilización de

---

<sup>3</sup> En microeconomía, se entiende por economía de escala a las ventajas en términos de costes que se obtiene gracias a la expansión de la producción teniendo un nivel óptimo para ir produciendo más a menor coste.

<sup>4</sup> Zamora Francisco, Tratado de Teoría Económica, Editorial Fondo Cultural Económica, pág. 683.

más tierras de menor calidad y menos rendidora (menos fértiles), es por eso que el propietario de una tierra de mejor calidad cobrara una renta mayor porque su fundo es productivo y rendidor.

Para Marx existe la renta diferencial en la agricultura<sup>5</sup>, renta diferencial I y renta diferencial II, la primera renta diferenciada surge de la desigual fertilidad y/o ubicación de los suelos y la segunda surge cuando se hacen inversiones sucesivas de capital de diferente productividad en la misma extensión de terreno, pero concluye indicando que hay una renta absoluta, renta que en sí y para sí no está condicionada por diferencia alguna de tipos de suelo.

En la actualidad la concepción de renta significa el ingreso que rinde el capital, que en el caso de Ricardo la tierra es parte del capital como factor de producción.

En el caso de la renta para el sector petrolero algunos autores se apoyan en el concepto clásico de Economía Política de renta de la tierra para explicar la formación de la renta petrolera, pero hay que tener en cuenta que las riquezas que existen bajo el suelo son finitas, no renovables y de diferente calidad y composición, el petróleo tiene un valor a raíz de sus propiedades intrínsecas y sus usos múltiples, pero que representa un capital estando en el subsuelo para el propietario de la tierra donde se encuentra este energético.

En la cadena productiva petrolera, genera renta que se paga primero al que tiene dominio público de los reservorios hidrocarburíferos en forma de patentes (sería por el uso del suelo) y regalías (por la explotación) esto en la etapa de exploración y explotación, posteriormente en las de producción, transporte y comercialización, genera renta en forma de impuestos (varios) que retiene el Estado, quien posee el dominio público sobre los hidrocarburos.

### **1.6.2 Marco Conceptual**

---

<sup>5</sup> Ibídem, pág. 686.



### **1.6.2.1 Hidrocarburos.**

Los hidrocarburos comprenden una variedad de componentes que abarcan desde el metano que sólo tiene un átomo de carbono hasta los compuestos de carbono de cadena muy larga, además de moléculas cíclicas, aromáticas y otras moléculas complejas tales como los asfáltenos y las parafinas. Los términos gas y petróleo describen el estado de un hidrocarburo como vapor o líquido, pero no especifican la composición química<sup>6</sup>.

### **1.6.2.2 Gas Natural**

Es un energético natural de origen fósil, que se encuentra normalmente en el subsuelo continental o marino. Se formó hace millones de años cuando una serie de organismos descompuestos como animales y plantas, quedaron sepultados bajo lodo y arena, en lo más profundo de antiguos lagos y océanos.

En la medida que se acumulaba lodo, arena y sedimento, se fueron formando capas de roca a gran profundidad. La presión causada por el peso sobre éstas capas más el calor de la tierra, transformaron lentamente el material orgánico en petróleo crudo y en gas natural.

El gas natural se acumula en bolsas entre la porosidad de las rocas subterráneas. Pero en ocasiones, el gas natural se queda atrapado debajo de la tierra por rocas sólidas que evitan que el gas fluya, formándose lo que se conoce como un yacimiento.

El gas natural se puede encontrar en forma "asociado", cuando en el yacimiento aparece acompañado de petróleo, o gas natural "no asociado" cuando está

---

<sup>6</sup> Betancurt Soraya y otros, Análisis de Hidrocarburos en el pozo, Schlumberger, pág. 61

acompañado únicamente por pequeñas cantidades de otros hidrocarburos o gases.

La composición del gas natural incluye diversos hidrocarburos gaseosos, con predominio del metano, por sobre el 90%, y en proporciones menores etano, propano, butano, pentano y pequeñas proporciones de gases inertes como dióxido de carbono y nitrógeno.

**Cuadro N° 1**  
**Composición Típica del Gas Natural**

<b>Hidrocarburo</b>	<b>Composición Química</b>	<b>Rango (en %)</b>
<b>Metano</b>	CH <sub>4</sub>	91-95
<b>Etano</b>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	2-6
<b>Dióxido de Carbono</b>	CO <sub>2</sub>	0-2
<b>Propano</b>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0-2
<b>Nitrógeno</b>	N	0-1

Fuente: www.innenergy.cl

### **1.6.2.3 Yacimiento hidrocarburífero.**

Un yacimiento hidrocarburífero es un cuerpo rocoso subterráneo que tiene porosidad y permeabilidad suficiente para almacenar y transmitir fluidos. Un yacimiento o campo petrolífero puede estar constituido por varios reservorios situados a diferentes profundidades, con distintas presiones y temperaturas<sup>7</sup>.

### **1.6.2.4 Reservorio de hidrocarburos.**

<sup>7</sup> Bidner Mirtha Susana, Propiedades de la Roca y los Fluidos en Reservorios de Petróleo, Editorial Universitaria de Buenos Aires, 2001, pág. 15.

Un reservorio es una acumulación de hidrocarburos en un medio poroso permeable constituido por rocas sedimentarias. La presencia de un reservorio implica la formación y migración de los hidrocarburos y su posterior acumulación en una trampa geológica estructural estratigráfica. Este proceso de formación, migración y entrapamiento se realizó a lo largo de millones de años. Los reservorios naturales están compuestos por los hidrocarburos que son mezcla de compuestos orgánicos con una gran diversidad de composiciones químicas, formados en su mayoría por carbono e hidrógeno, constituyendo mezclas complejas de la serie parafínica, nafténica y aromática, con pequeñas cantidades de oxígeno, nitrógeno, azufre y otra impureza<sup>8</sup>. Los hidrocarburos que, a la temperatura y presión del reservorio, se encuentran en estado líquido se denominan petróleo, y aquellos que se encuentran en estado gaseoso se conocen como gas natural.

#### **1.6.2.5 El Upstream.**

Se entendemos por Upstream a toda actividad hidrocarburífera que comprenda la exploración y explotación de yacimientos hidrocarburíferos, como se puede observar en el gráfico N° 1.

#### **1.6.2.6 Exploración.**

Es el primer eslabón de la cadena productiva hidrocarburífera que consiste en el reconocimiento geológico de superficie, levantamientos aerofotogramétricos, topográficos, gravimétricos, magnetométricos, sismológicos, geoquímicos, perforación de pozos y cualquier otro trabajo tendiente a determinar la existencia de hidrocarburos en una área geográfica<sup>9</sup>.

#### **1.6.2.7 Explotación.**

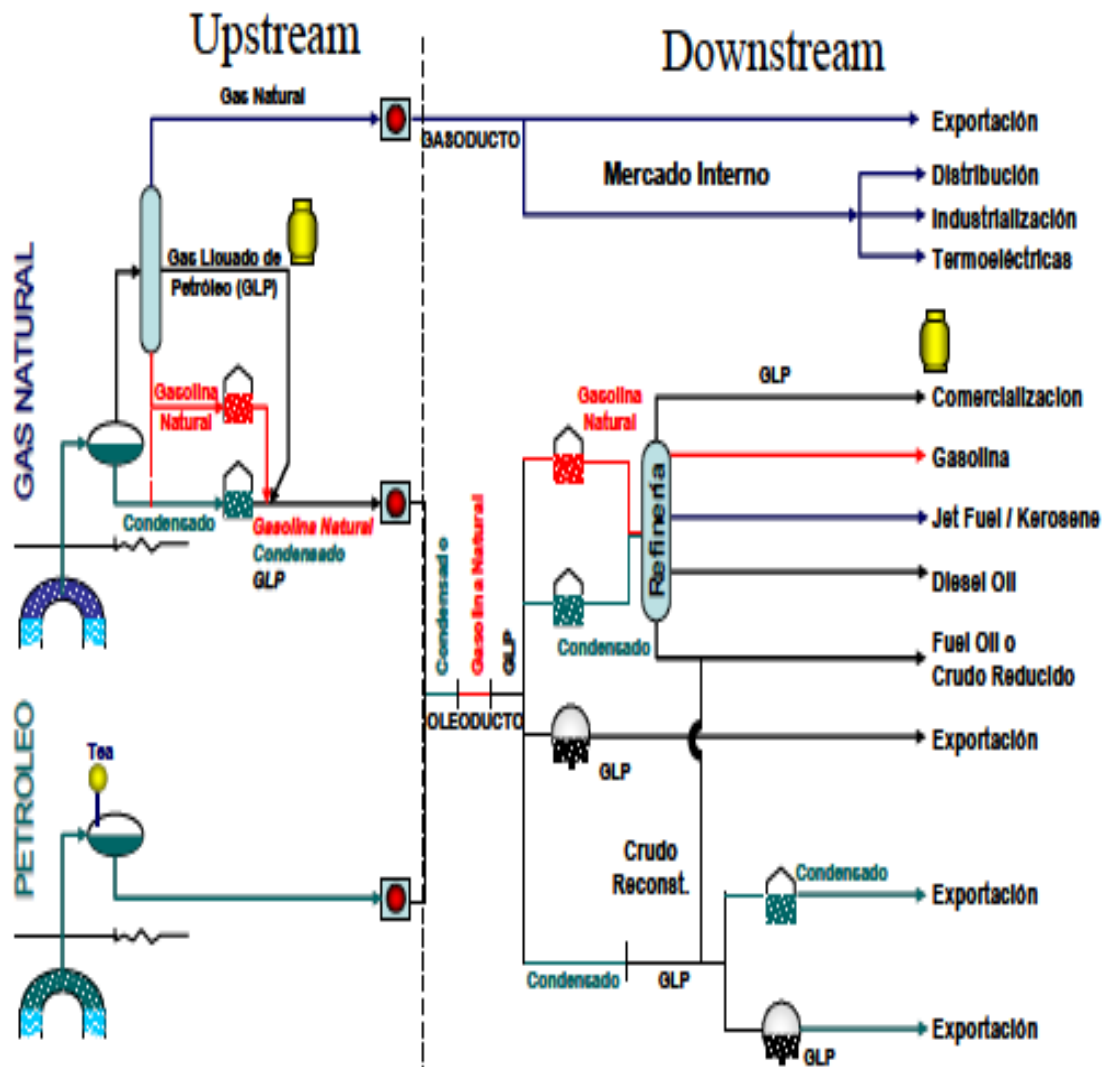
---

<sup>8</sup> *Ibíd.*, pág. 15.

<sup>9</sup> Aramayo Ruegenberg Rosario Delmira, *El Sector Hidrocarburos Tomo I*, UDAPE, 2009, pág. 3.

Es la etapa de producción que consiste en la extracción de petróleo y gas natural mediante la perforación de pozos de desarrollo, tendido de líneas de recolección, construcción de plantas de almacenaje, plantas de procesamiento e instalaciones de separación de fluidos, y toda otra actividad en el suelo o en el subsuelo dedicada a la producción, recuperación mejorada, recolección, separación, procesamiento, compresión y almacenaje de hidrocarburos<sup>10</sup>.

**Grafico N° 1**  
**Estructura del Sector Hidrocarburos.**



Fuente: UDAPE y Diplomado en Tecnología del Gas Natural UPB 2008.

<sup>10</sup> Ibid., pág. 3.

#### **1.6.2.8 Parcela**

Es la unidad de medida de las áreas de Exploración y Explotación de Hidrocarburos. Planimétricamente, corresponde a un cuadrado de 5.000 metros de lado y a una superficie total de 2.500 Has, sus vértices superficiales están determinados mediante coordenadas de la Proyección Universal y Transversal de Mercator (UTM), referidos al Sistema Geodésico Internacional WGS – 84. Cada parcela está identificada por el número de la Carta Geográfica Nacional y por un sistema matricial de cuadrículas petroleras establecido por el Ministerio de Hidrocarburos<sup>11</sup>.

#### **1.6.2.9 El Downstream.**

Es parte del sector hidrocarburos que comprende las actividades de refinación, transporte, distribución y comercialización de petróleo, gas y productos derivados como se aprecia en el grafico N°1, estas actividades en Bolivia están reguladas.

#### **1.6.2.10 Transporte de hidrocarburos.**

El transporte de hidrocarburos se realiza a través de líneas de transporte conformadas por tuberías metálicas denominadas ductos u otros medios como cisternas, ferrocarriles, barcazas pequeñas y buques tanques<sup>12</sup>. Los ductos son de dos tipos, oleoductos que transportan petróleo y gaseoductos que transportan gas natural.

#### **1.6.2.11 Refinación de hidrocarburos.**

---

<sup>11</sup> GACETA OFICIAL DE BOLIVIA, Ley N° 3058 de Hidrocarburos, 17 de mayo de 2005, Título IX Definiciones, artículos 138.

<sup>12</sup> Aramayo Ruegenberg Rosario Delmira, El Sector Hidrocarburos Tomo I, UDAPE, 2009, pág. 4.

La refinación es la separación del crudo en varios productos, que funciona a través de un proceso de destilación del producto al alcanzar una temperatura comprendida entre 300 y 400 grados centígrados lo que provoca que sus moléculas asciendan a lo largo de una torre de fraccionamiento. Los hidrocarburos más volátiles y ligeros, de punto de ebullición bajo se condensan en los platillos superiores de la torre a una temperatura de 37 a 38 grados centígrados en forma de vapor y pasan a través de un condensador o enfriador, los productos residuales que no se evaporan se condensan y recogen en el fondo de la torre. Los productos como la gasolina y diesel resultan de la desintegración térmica posterior a la destilación primaria<sup>13</sup>.

#### **1.6.2.12 Pozo de hidrocarburos.**

En principio un pozo en general es un agujero, excavación o túnel vertical que se perfora en la tierra, hasta una profundidad suficiente para alcanzar lo que se busca, sea una reserva de agua subterránea de una capa freática o fluidos como el petróleo. Un pozo petrolífero se refiere a cualquier perforación del suelo diseñada con el objetivo de hallar y extraer fluido combustible, ya sea petróleo o hidrocarburos gaseosos.

Clasificación de pozos de hidrocarburos: tomando en cuenta a las etapas de la cadena productiva petrolera, al tipo de pozo y al objeto<sup>14</sup>.

##### **1.6.2.12.1 Exploratorios.**

##### **Pozo de Estudio.**

Sondeo que tiene por objetivo estudiar la columna litológica y la estructura existente en el subsuelo de una determinada región, en la cual no existen otros

---

<sup>13</sup> *Ibíd.*, pág. 7.

<sup>14</sup> Secretaría de Energía, Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, Resolución 1014/2009 de 11 de diciembre de 2009 Aprueba las normas para la Clasificación y Nomenclatura de Pozos de Hidrocarburos, Centro de Documentación e Información, Argentina.

pozos que ya la hubieran investigado. Por tal razón sólo habrá un pozo de estudio en la región respectiva.

#### **Pozo de Exploración.**

Pozo cuyo objetivo es descubrir petróleo y/o gas, el que es perforado en una posible trampa hidrocarburífera, aislada de otras en donde ya se hubiere perforado uno o más pozos.

#### **Pozo de Extensión.**

Pozo cuyo objetivo es identificar los límites de la Zona Mineralizada de hidrocarburos descubiertos anteriormente por un "pozo de exploración" y determinar su comercialidad.

#### **Pozo de Exploración Profundo.**

Sondeo cuyo objetivo es descubrir hidrocarburos por debajo de una zona mineralizada y en producción.

#### **Pozo de Exploración Somero.**

Sondeo cuyo objetivo es investigar niveles de menor profundidad que hubiesen sido detectados al realizar un pozo de mayor profundidad.

#### **1.6.2.12.2 Explotación.**

#### **Pozo de Avanzada.**

Sondeo realizado más allá de los límites de una zona con hidrocarburos comprobados, con el objetivo de incorporar a la misma una zona con hidrocarburos probables. Un pozo de avanzada no deberá realizarse dentro del

área en donde se hayan perforando pozos de extensión o de desarrollo. Un pozo de avanzada nunca puede ser descubridor.

### **Pozo de Desarrollo.**

Sondeo perforado dentro de una zona con hidrocarburos comprobados de un yacimiento en explotación comercial, para su desarrollo, luego de haber sido dimensionada la zona mineralizada mediante los pozos de extensión.

### **Pozo de Servicio.**

Sondeo cuyo objetivo es realizar las tareas secundarias que resultaren necesarias para la optimización de la explotación de un yacimiento. Tales pozos son los sumideros, de control, e inyectores de cualquier tipo de fluido.

### **1.6.2.13 Reservas de hidrocarburo**

La terminología usada para la clasificación del petróleo y las diferentes categorías de reservas han sido motivo de muchos estudios y discusiones por muchos años. Los intentos por estandarizar la terminología de reservas comenzaron por 1935 cuando el API (American Petroleum Institute) consideró la clasificación y definiciones varias categorías de reservas. Desde entonces, la evolución de la tecnología ha proporcionado métodos de ingeniería más precisos para determinar los volúmenes de reservas y ha intensificado la necesidad de una nomenclatura mejorada para alcanzar consistencia entre los profesionales que trabajan con la terminología de reservas. Trabajando separadamente, la SPE (Society of Petroleum Engineers) y el WPC (World Petroleum Congresses) produjeron conceptos similares para las definiciones de reservas, los que fueron dados a conocer a inicios de 1987<sup>15</sup>. Estas definiciones se han convertido en los

---

<sup>15</sup> Carrillo Barandian Lucio, Apuntes de Definiciones de Reservas Petroleras, Facultad de Ingeniería en Petróleo, Universidad Nacional de Ingeniería del Perú.



estándares preferidos para clasificar reservas en la industria. Posteriormente, se consideró que ambas organizaciones podrían combinar las definiciones en un solo conjunto para que puedan ser usadas por la industria mundial de hidrocarburos. Donde las reservas son cantidades de petróleo o de gas natural que se considera pueden ser recuperados comercialmente a partir de acumulaciones conocidas a una fecha futura. Todos los estimados de reservas involucran algún grado de incertidumbre. La incertidumbre depende principalmente de la cantidad de datos de ingeniería y geología, confiables y disponibles a la fecha del estimado y de la interpretación de estos datos. El grado relativo de incertidumbre aplicado por colocar las reservas en una de las dos clasificaciones principales, ya sea probadas o no probadas. Las reservas no-probadas son menos ciertas a ser recuperadas que las probadas y pueden ser sub-clasificadas como reservas probables y posibles para denotar progresivamente el incremento de la incertidumbre en su recuperación. El método utilizado para la estimación de las reservas bajo condiciones de certidumbre es determinístico si se obtiene un solo valor para el mejor estimado de reservas basado en el conocimiento geológico y de ingeniería y datos económicos; y es probabilístico cuando el conocimiento geológico y de ingeniería y los datos económicos son usados para generar un rango de estimados de reservas y sus probabilidades asociadas.

#### **1.6.2.13.1 Clasificación de las reservas de hidrocarburos**

##### **1.6.2.13.1.1 Según la certidumbre de ocurrencia<sup>16</sup>.**

#### **Reservas Probadas**

Son los volúmenes de hidrocarburos que por análisis de datos de geología e ingeniería, pueden ser estimadas con razonable certeza y recuperables comercialmente de yacimientos conocidos, a partir de una fecha dada. El área de un reservorio considerado como reservas probadas incluye el área delimitada por

---

<sup>16</sup> [www.lacomunidadpetrolera.com/ingeniería-de-petróleo](http://www.lacomunidadpetrolera.com/ingeniería-de-petróleo).

la perforación y definida por los contactos de fluidos, y el área no perforada del reservorio, que puede ser considerada razonablemente como productivas comercialmente sobre la base de datos disponibles de geología e ingeniería.

### **Reservas Probables**

Son los volúmenes estimados de hidrocarburos asociados a acumulaciones conocidas, en los cuales la información geológica, de ingeniería, contractual y económica, bajo las condiciones operacionales prevalecientes, indican (con un grado menor de certeza al de las reservas probadas) que se podrán recuperar.

### **Reservas Posibles**

Son los volúmenes de hidrocarburos, asociados a acumulaciones conocidas, en los cuales la información geológica y de ingeniería, indica (con un grado menor de certeza al de las reservas probables) que podrían ser recuperados bajo condiciones operacionales y contractuales prevalecientes. Estas reservas podrían ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probadas.

#### **1.6.2.13.1.2 Según las facilidades de producción:**

### **Reservas Probadas Desarrolladas**

Las reservas desarrolladas están representadas por el volumen de hidrocarburos comercialmente recuperable del yacimiento por los pozos e instalaciones de producción disponibles. Dentro de esta definición se incluyen las reservas detrás de la tubería de revestimiento que requieren un costo menor y generalmente no requieren uso de taladro para incorporarlas a producción.

### **Reservas Probadas no Desarrolladas**

Las reservas probadas no desarrolladas son los volúmenes de reservas probadas de hidrocarburos que no pueden ser recuperadas comercialmente a través de los pozos e instalaciones de producción disponibles. Incluye las reservas detrás de la tubería de revestimiento que requieren un costo mayor para incorporarlas a la producción.

#### **1.6.2.14 Punto de Fiscalización de la Producción**

Es el lugar donde son medidos los hidrocarburos resultantes de la explotación en el campo después que los mismos han sido sometidos a un Sistema de Adecuación para ser transportados. Para campos con facilidades de extracción, el Punto de Fiscalización de la Producción, será a la salida de la planta ubicada antes del Sistema de Transporte y debe cumplir con los requerimientos de adecuación del gas o los líquidos de acuerdo a reglamentación.

En los campos donde no existan facilidades de extracción de GLP y/o Gasolina Natural, el Punto de Fiscalización de la Producción será a la salida del sistema de separación de fluidos. Para este efecto, los productores instalarán los instrumentos necesarios como ser: gravitómetros, registradores multiflujo, medidores máscicos, cromatógrafos para análisis cualitativos y cuantitativos, registradores de presión y temperatura y todo equipo que permita establecer las cantidades de GLP y Gasolina Natural incorporadas en la corriente de Gas Natural despachada<sup>17</sup>.

#### **1.6.2.15 T.C.F.**

Dentro de la industria del petróleo y gas, las unidades de medida están representados por letras, donde M = mil, MM = un millón, B = mil millones y T = un billón de dólares. Cualquiera de ellos puede aparecer ante ciertos términos, tales

---

<sup>17</sup> GACETA OFICIAL DE BOLIVIA, Ley N° 3058 de Hidrocarburos, 17 de mayo de 2005, Título IX Definiciones, artículos 138

como barriles de petróleo equivalente (millones de barriles de equivalente de petróleo) o TCF (trillones de pies cúbicos).

#### **1.6.2.16 B.T.U.**

Abreviatura de British Thermal Unit, unidad de medida del calor en el sistema británico. Es la cantidad de calor necesaria para aumentar en 1 °F la temperatura de una libra (1 libra = 0,4536 kg) de agua destilada. Como dicha cantidad varía con la temperatura, se ha establecido tomar como condiciones de prueba la temperatura de 60 °F (15,5 °C) y la presión de 30 pulgadas de mercurio (o sea 762 mm Hg). Así, una B.T.U. equivale a 0,252 kcal, iguales a 1.054,7 J y a 0,293 kWh.

#### **1.6.2.17 Contrato.**

Pacto o convenio entre partes que se obligan sobre materia o cosa determinada y a cuyo cumplimiento pueden ser compelidas. Los contratos han de ser celebrados entre personas capaces y no han de referirse a cuestiones prohibidas o contrarias a la moral o las buenas costumbres<sup>18</sup>.

#### **1.6.2.18 Contrato de Compraventa.**

Es contrato por el cual una de las partes se obliga a transferir a la otra la propiedad de una cosa, y ésta se obliga a recibirla y a pagar por ella un precio cierto en dinero. Es un contrato consensual, por cuanto se perfecciona por el consentimiento de las partes respecto a las condiciones del negocio; sinalagmático, porque exige prestaciones recíprocas; oneroso, desde el momento que requiere por una parte la entrega de una cosa y por la otra el pago de un precio; y conmutativo, pues las recíprocas prestaciones han de ser equitativas<sup>19</sup>.

---

<sup>18</sup> Ossorio Manuel, Diccionario de Ciencias Jurídicas, Políticas y Sociales, Editorial Claridad S.A., 1984, pág. 167.

<sup>19</sup> *Ibíd.*, pág. 140.

#### **1.6.2.19 Contraprestación.**

Prestación (objeto o contenido de un deber jurídico) a la cual se obliga una de las partes, en los contratos bilaterales, para corresponder a lo ofrecido o efectuado por la otra; así, el precio frente a la cosa, la remuneración y el servicio<sup>20</sup>.

#### **1.6.2.20 Contrato Interrumpible.**

Contrato en que las partes acuerdan no asumir compromiso de continuidad en la entrega o recibo, de cantidades solicitadas convenidas. El contrato puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en los términos definidos en el contrato.

#### **1.6.2.21 Contrato de Joint Venture (Riesgo Compartido).**

Contrato que consiste en la asociación temporal de dos o más sociedades para realizar operaciones civiles o comerciales de gran envergadura económico - financiero, con objetivos y plazos limitados, dividiéndose la labor según aptitudes y posibilidades y, soportando los riesgos respectivos de acuerdo con los pactos que se hagan entre ellas<sup>21</sup>. El Joint Venture se conoce en Bolivia como Riesgo Compartido, no tiene una aplicación única o mecánica, son solo bases o líneas generales, sus características principales son; tiene un proyecto común específico, las partes realizan aportes y contribuciones, para su constitución se exige un instrumento público común como único requisito formal, no constituye una sociedad, no se presume ni existe solidaridad de las partes, y las utilidades se distribuyen de acuerdo al porcentaje que contractualmente se haya estipulado para cada una de las partes.

#### **1.6.2.22 Contrato de Operaciones o de Servicios.**

---

<sup>20</sup> *Ibíd.*, pág. 166.

<sup>21</sup> Alterini Atilio, *Contratos Teoría General*, Editorial Abeledo-Perrot, Buenos Aires, 1998, pág. 255.

El contrato de Operaciones o de prestación de Servicios es un contrato mediante el cual una de las partes (empresa o profesional) se compromete a prestar una serie de servicios a otra, que a su vez, se compromete a pagar un precio a cambio. En el caso del sector de hidrocarburos, una compañía es contratada para realizar las operaciones hidrocarburíferas a cambio de un pago fijo por el volumen producido de hidrocarburos; en algunos casos, este pago puede ser recibido en producción. El pago permite a las empresas cubrir costos y, además, percibir un margen de utilidad acordado contractualmente<sup>22</sup>.

#### **1.6.2.23 Regalías**

Es la compensación económica obligatoria pagadera al Estado, en dinero o en especie, en favor de los Departamentos productores por la explotación de sus recursos naturales no renovables<sup>23</sup>.

#### **1.6.2.24 Reservas Internacionales**

Las reservas internacionales de un país son los recursos financieros que cuenta en forma de divisas y otros activos como el oro, para garantizar los pagos de los bienes que importa y el servicio de la deuda, así como para intervenir en el mercado cambiario para influir en el tipo de cambio cuando sea necesario. Las reservas se incrementan o disminuyen de acuerdo a los saldos netos del comercio internacional (exportación menos importaciones).

Las reservas internacionales surgen del superávit en la cuenta corriente de la balanza de pagos. Así mismo, pueden disminuir por efecto de un déficit corriente. Las reservas internacionales también podrían aumentar y disminuir por superávit o déficit en la cuenta de capital.

---

<sup>22</sup> Velásquez G. Raúl, Contratos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, Fundación Jubileo, 2012, pág. 7

<sup>23</sup> GACETA OFICIAL DE BOLIVIA, Ley N° 3058 de Hidrocarburos, 17 de mayo de 2005, Título IX Definiciones, artículos 138.

Las transacciones que producen ingresos de divisas entre otras son, las exportaciones, los créditos de organismos multilaterales, de países y de bancos extranjeros, remesas del exterior, y la inversión extranjera en el país. Las que generan egresos de divisas son las importaciones, los pagos de intereses de las deudas contraídas en el exterior, remesas al exterior, entre otras. Cuando los ingresos son mayores que los egresos se acumulan reservas internacionales.

La acumulación de reservas internacionales, es esencialmente importante por las funciones que se desempeñan en una economía, que son las siguientes:

- Sirven para atender las necesidades de liquidez en transacciones corrientes con el sector externo. Así, aunque en épocas de normalidad se perciben constantemente ingresos externos para atender los pagos al exterior, es recomendable tener una reserva para atenderlos holgadamente.
- Sirven para mantener los pagos de bienes y servicios al exterior cuando se presentan disminuciones de ingresos corrientes y de capital, o desequilibrios transitorios en el sector externo, puesto que en una emergencia es difícil conseguir crédito externo inmediato y en condiciones razonables.
- Sirve para mantener la regularidad de los pagos al exterior frente a disminuciones más o menos permanentes en la demanda por exportaciones, o frente a aumentos en los pagos en cuantías no compensados con los ingresos (problemas estructurales), mientras se dispone en un margen de tiempo que permita adoptar las medidas de ajuste que sean del caso para hacer frente a la crisis.
- Sirve para reducir las vulnerabilidades de la economía y mitigar el efecto de shocks externos adversos.

Un holgado nivel de reservas internacionales que facilite la continuidad de los pagos de las obligaciones comerciales y financieras contraídas con el exterior, contribuye a mejorar la percepción de riesgo-país y solvencia-país en los mercados financieros Internacionales.

## **1.7 Metodología.**

### **a) Elección del Tema de Investigación**

Para la elección del tema de investigación se siguió el procedimiento deductivo, de lo general a lo específico.

### **b) Tipo de Investigación**

La investigación se define como exploratoria, descriptiva, analítica y correlacional.

Es **exploratoria**, debido a que el tema no fue indagado e investigado de una forma amplia.

Es **descriptiva**, porque hará uso intensivo de técnicas estadísticas para compilar, tabular, clasificar los datos y explicar mediante cuadros y gráficos el desempeño observado en el área de hidrocarburos, antes y después de la “nacionalización”.

Es **analítica** ya que abordará el estudio mediante procedimientos más complejos, con la finalidad de establecer la veracidad de la afirmación referida al impacto de la nacionalización en el flujo de divisas y su correspondiente repercusión en las reservas internacionales netas y su efecto en lo social.

Es **correlacional**, toda vez que su interés es analizar la relación entre dos o más variables, la utilidad y el propósito principal de los estudios correlacionales es saber cómo se puede comportar un concepto o variable conociendo el



comportamiento de otras variables relacionadas. Mediante este procedimiento es factible indagar la validez de la hipótesis planteada.

### **c) Niveles de Investigación**

La realización del estudio será al nivel macroeconómico.

### **d) Fuentes de Información**

En la realización del estudio se hará uso de una variedad de fuentes de índole cuantitativo. Se destaca la siguiente:

#### **d.1) Fuentes secundarias**

Para los fines de la presente investigación, se acudirá a bibliotecas especializadas, centros de investigación y se recurrirá, a la literatura económica y financiera, como también a la literatura que trate sobre hidrocarburos y renta petrolera, inherentes al tema de investigación, tales como Anuarios Informativos del INE, Memorias del Ministerio de Hidrocarburos y Energía, Boletines y Memorias del Banco Central de Bolivia, Dossier y memorias de UDAPE, Anuario de Estadísticas Económicas de la Consultora Muller y Asociados, Publicaciones de YPF y otras fuentes de Información.

### **e) Procesamiento de los Datos e Información**

Los datos numéricos encontrados de las relaciones entre las variables y elementos inherentes a la presente investigación serán sistemáticamente procesados y debidamente tabulados, con la finalidad de obtener evidencia empírica para alcanzar los objetivos y la solución del problema planteado.

## **2. MARCO INSTITUCIONAL Y NORMATIVO DEL SECTOR HIDROCARBUROS**

### **2.1. Características del Sector Hidrocarburos.**

La Constitución Política del Estado establece que los hidrocarburos son de propiedad inalienable e imprescriptible del pueblo boliviano<sup>24</sup> y que el Estado, en nombre y representación del pueblo boliviano, ejerce la propiedad de toda la producción de hidrocarburos del país y es el único facultado para su comercialización. Asimismo, dispone que Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), como brazo operativo del Estado, es la única entidad facultada para realizar las actividades de la cadena productiva de hidrocarburos y su comercialización.

En el sector de hidrocarburos se tiene al Ministerio de Hidrocarburos y Energía como cabeza del sector, que de acuerdo a la Constitución Política del Estado (artículo 175) además de otras, tiene como atribución de proponer y dirigir políticas en su sector, en este caso políticas que desarrollen el sector hidrocarburos, esta Cartera de Estado tiene bajo tuición a las empresas estratégicas; Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) y Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos (EBIH) y a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), institución autárquica de derecho público responsable de regular, controlar, supervisar y fiscalizar las actividades de toda la cadena productiva hasta la industrialización.

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), es una empresa autárquica de derecho público, inembargable, con autonomía de gestión administrativa, técnica y económica. Es la autorizada de suscribir contratos, bajo el régimen de prestación de servicios, con empresas públicas, mixtas o privadas, bolivianas o

---

<sup>24</sup> GACETA OFICIAL DE BOLIVIA, Constitución Política del Estado, 07 de febrero de 2009, Capítulo Tercero Hidrocarburos, artículos 359 al 368.

extranjeras, para que dichas empresas, a nombre y en su representación, realicen determinadas actividades de la cadena productiva; también YPFB en nombre y representación del Estado boliviano, operara y ejercerá derechos de propiedad en territorios de otros Estados. YPFB es una corporación que articula a varias empresas subsidiarias; YPFB Chaco S.A., YPFB Andina S.A., YPFB Petroandina S.A.M., YPFB Transporte S.A., YPFB Refinación S.A., YPFB Logística, YPFB Aviación – EVP, Central Bulu Bulu y Gas Transboliviana – GTB.

En ese entendido el Sector hidrocarburos del país está caracterizado por tener dos etapas marcadas en la cadena productiva hidrocarburífera, el Upstream (conocido también como aguas arriba) y Downstream (conocido también como aguas abajo).

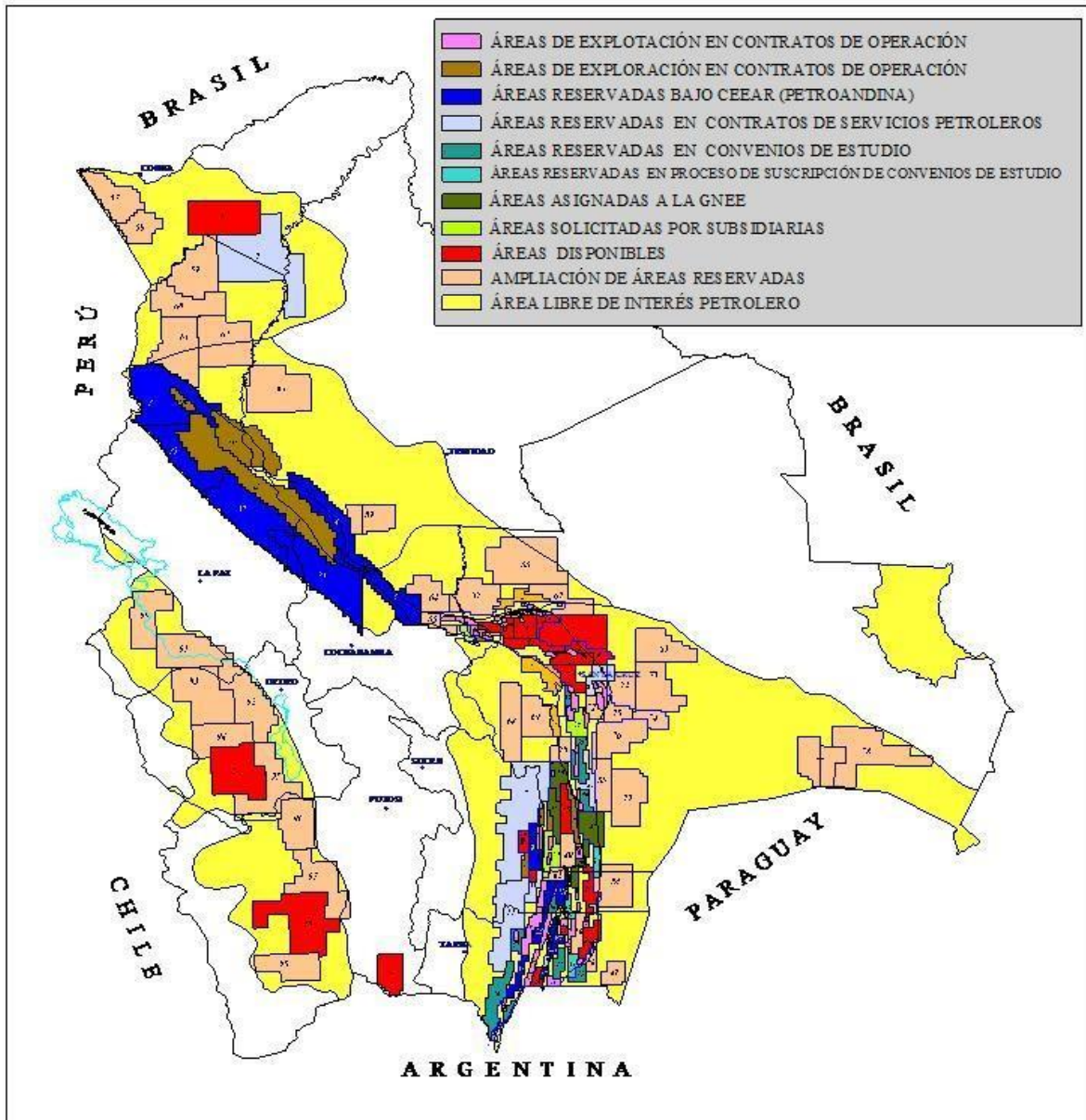
### **2.1.1 Upstream.**

En lo que respecta a la exploración de áreas potencialmente hidrocarburíferas en Bolivia se tiene 8 provincias geomorfológicas<sup>25</sup> (Madre de Dios, Llanura Beniense, Llanura Chaqueña, Subandino Norte, Subandino Sur, Piedemonte, Altiplano y Pantanal) que representan el 48,7% de la superficie del territorio nacional, en las cuales se estima un potencial de recursos de 55 TCF (Trillion of cubic feet) de gas natural y más de 1.900 MMBbl (Millones de barriles) de petróleo lo cual significa una oportunidad para la exploración, donde se puede apreciar esta situación en el siguiente gráfico.

---

<sup>25</sup> Se entiende por provincia geomorfológica a áreas espaciales con atributos comunes tanto geológicas y geomorfológicas (formas de superficie terrestre).

**Grafico N° 2**  
**Potencial Hidrocarburífero de Bolivia**



Fuente y elaboración: YPFB.

Nota: El total de áreas no considera las áreas en explotación en contratos de operación.

En cuanto a las reservas de gas natural del país, tenemos una certificación realizada el 1 de enero de 2005, que de acuerdo a ésta las reservas alcanzaron los 64,2 TCF distribuidos de la siguiente manera: probadas 27 TCF, probables 22 TCF y posibles 15,2 TCF. Después de un largo periodo de tiempo en que no se certificaron reservas en Bolivia, el año 2010 mediante la compañía Ryder Scott se

certificaron al 31 de diciembre de 2009: 9,94 TCF de reservas probadas, 13,65 TCF probadas más probables y 19,92 TCF de reservas probadas, probables y posibles .

Esta diferencia en las reservas probadas se debe a que a partir del año 2005 se aplica un nuevo modelo petrofísico para los reservorios naturalmente fracturados y que se determinan los espesores netos con mayor precisión debido a los avances tecnológicos<sup>26</sup>. A ello se suma un factor comercial y de política ligado a la propiedad de los hidrocarburos y la monetización de reservas. Asimismo, se debe considerar que la producción acumulada anual, en el período 2005-2010, alcanzó a 3 TCF. El Plan de Exploración 2011- 2020 de YPFB Corporación (PEX 2020) asume esta prioridad e identifica estrategias para materializar una intensiva actividad exploratoria en áreas tradicionales y no tradicionales.

YPFB el año 2006 ha firmado 43 Contratos de Operación con 16 empresas petroleras legalmente establecidas en el país que desarrollan actividades de Exploración y Explotación. La actividad exploratoria mediante Contratos de Operación se extiende en 172.125 ha en Zona Tradicional y 1.846.875 ha en Zona No Tradicional, de las cuales en algunos casos no se está ejecutando la exploración por razones a las que se refiere el siguiente Cuadro N° 2.

**Cuadro N° 2**  
**Áreas en Contrato de Operación con Compromisos de Exploración**

Nº	Operador	Área Exploración	Situación Actual
1	YPFB ANDINA S.A.	AMBORO-ESPEJO	Fuerza Mayor
2		SARA BOOMERANG I	Fuerza mayor levantada a partir de enero 2012
3		SARA BOOMERANG III	Concluido
4	YPFB CHACO S.A.	CHIMORÉ – I	Fuerza mayor levantada a partir de enero 2012
5	PETROBRAS BOLIVIA S.A.	INGRE	En proceso de devolución
6		RIO HONDO	Fuerza Mayor Ambiental
7	REPSOL YPF	CHARAGUA	En proceso de devolución
8		TUICHI	Fuerza Mayor Ambiental
9	TOTAL E&P BOLIVIE	AQUIO	En curso

Fuente y elaboración: YPFB.

<sup>26</sup> YPFB, Plan de Inversión 2012-2016, pág. 18

En lo que respecta la explotación de hidrocarburos, en especial en la explotación gasífera, la producción de Gas Natural alcanzó el 2009 a 33,28 MMmcd, se incrementó a 43,07 MMmcd el 2011, tal como se observa en el cuadro N° 3. Este comportamiento se debe al aporte de los Megacampos (Sábalo-SBL, Margarita-MGR e Itaú- ITU) de los cuales proviene el 65% de la producción nacional. La producción de estos campos se encuentra en desarrollo.

**Cuadro N° 3**  
**Volúmenes de Gas Natural Comercializado por Destino**  
(En MMm<sup>3</sup> / día)

MERCADO	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Entrega Mercado Interno	2,93	3,23	3,69	4,21	4,51	4,77	5,27	6,02	6,65	7,65	8,66	8,98
Entrega Brasil GSA	10,48	13,02	14,99	20,59	23,48	25,49	27,9	30,76	22,04	26,9	26,84	27,55
Entre Argentina	0,12	0,26	0,24	2,19	4,73	4,76	4,65	2,53	4,59	4,84	7,57	12,60
<b>TOTAL (M.I. y M.E.)</b>	<b>13,53</b>	<b>16,51</b>	<b>18,92</b>	<b>26,99</b>	<b>32,72</b>	<b>35,02</b>	<b>37,82</b>	<b>39,31</b>	<b>33,28</b>	<b>39,39</b>	<b>43,07</b>	<b>49,13</b>

Fuente: elaborado en base a la información proporcionada por YPFB - DNGN y YPFB Transporte.

En el siguiente cuadro N° 4 se resume los niveles de producción y declinación por tipo de campo (tamaño), que corresponde a datos de agosto de 2011<sup>27</sup>.

**Cuadro N° 4**  
**Niveles de Producción y Declinación Promedio Mensual por Tipo de Campo**

Tipo de Campos	Gas (MMPCD)	Oil (BPD)	Agua (BPD)	Declinación (en %)	Detalle de Campos
Mayores de gas	1.118,83	27.001,97	1.442,63	no	Margarita, Sábalo, Itau, San Alberto
Mayores de petróleo	10,40	3.195,23	1.342,97	2,15%	Bloque Bajo, Paloma, Surubí, Surubí Noroeste
Medianos y Pequeños	568,50	7.388,83	11.084,90	3,30%	Bermejo XX, Boquerón, Buló Buló, Caranda, Carrasco, Carrasco FW, Chaco Sur, Colpa, Curiche, El Dorado, Escondido, Junín, Kanata, Kanata Norte, La Vertiente, Los Suris, Naranjillos, Ñupuco, Palacios, Palo Marcado, Palometas NW, Patujú, Río Grande, San Roque, Santa Rosa, Santa Rosa Oeste, Sirari, Tacobo, Tajibo, Víbora, Vuelta Grande, Yapacani
Marginales	1,42	1.258,27	4.099,47	1,20%	Bermejo, Toro, Arroyo Negro, Cambeiti, Camiri, Guairuy, Humberto Suárez Roca, La Peña, Los Cusis, Los Penocos, Monteagudo, Montecristo, Patujusal, Patujusal Oeste, Tatarenda

Nota: Datos a agosto 2011.

Fuente y elaboración: Unidad de Reservorio y Producción, YPFB.

<sup>27</sup> Ibídem, pág. 23

También se puede indicar que la producción de gas natural se vio incrementada por la adición de volúmenes provenientes de los campos grandes (San Alberto, Sábalo, Itaú y Margarita) y niveles inferiores de campos medianos ya descubiertos (Río Grande, entre otros), adecuados a los *revampings* (mejoras, modernización y ampliaciones) de las plantas que procesan dichos volúmenes.

### **2.1.2 Downstream**

Ya se había indicado que Downstream se refiere a toda actividad realizada en la industrialización, transporte, almacenaje y comercialización de hidrocarburos, pero en el presente trabajo solo se tocara lo que tiene que ver con el transporte y comercialización del gas natural explotado y producido en los pozos gasíferos de Bolivia.

El transporte de gas natural para consumo ya sea interno o externo, se lo realiza a través de gasoductos, mediante los cuales se asegura el abastecimiento del mercado interno o externo, las empresas encargadas del transporte del gas son las subsidiarias YPFB Transporte y YPFB Logística.

En cumplimiento al Decreto de Nacionalización, YPFB a través de la Gerencia Nacional de Comercialización, se constituye en el único comercializador de gas natural, definiendo los mercados de destino, volúmenes y precios, actividad en la que se prioriza la atención del mercado interno.

En lo que respecta al mercado externo, YPFB satisface la demanda de gas natural de Brasil y Argentina, a través de la venta de este energético. A continuación se analiza los contratos de compra venta de Gas Natural boliviano, pactados por YPFB y las empresas PETROBRAS y MTGas del Brasil y ENARSA de la Argentina.

#### **a. Contrato de Compra Venta de Gas Natural PETROBRAS y YPFB**

El 16 de agosto de 1996, en Rio de Janeiro Brasil, se firma el Contrato de Compraventa de Gas Natural entre Petróleo Brasileiro PETROBRAS S.A. y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos YPFB, se tiene como antecedentes el Acuerdo firmado en la ciudad de Santa Cruz en fecha 17 de agosto de 1992, Acuerdo de alcance parcial sobre promoción del comercio (suministro de gas natural) en el que se acordó que la compra y venta de gas natural entre los países signatarios, estará exenta de gravámenes a la importación y de impuestos a la exportación, así como de cualquier otra restricción no arancelaria, por lo cual intercambian Notas Revérsales entre Bolivia y Brasil.

En el contrato definen al Año como el periodo de cómputo, a la unidad BTU<sup>28</sup> (Unidad Térmica Británica) como unidad de medición; y a la Caloría como unidad térmica del sistema métrico decimal. En la contraprestación de compra venta del gas, el pago se lo realizara utilizando la moneda de curso legal al Dólar Americano, el medio de transporte del gas natural será el gasoducto de 32” de diámetro. En la cláusula decimosegunda se establece un plazo de 20 años de duración del contrato. La cantidad de gas a suministrar por YPFB a PETROBRAS será entre 8.000.000 m<sup>3</sup>/día en el primer año y se irá incrementando hasta el máximo de 30 MMm<sup>3</sup>/día, el precio pactado es de US\$/MMBtu, será calculado para cada trimestre, redondeado hasta la cuarta cifra decimal, de acuerdo con la siguiente formula:

$$(1) \quad PG = P(i) \left[ 0,5 \frac{FO1}{FO1_0} + 0,25 \frac{FO2}{FO2_0} + 0,25 \frac{FO3}{FO3_0} \right]$$

Dónde: **PG:** Precio del Gas en US\$/MMBTU

**P(i):** Precio base establecido en un cuadro de la cláusula undécima.

**FO1:** Fuel Oil de 3,5% de azufre, referido bajo el título Cargoes FOB Med Basis Italy, en unidades de Dólares por tonelada métrica.

---

<sup>28</sup> El BTU es la cantidad de calor requerida para elevar la temperatura de una libra “avoirdupois” (1 lb) de agua pura desde 58,5°F hasta 59,5°F, a una presión absoluta de 14,73 psia (libras por pulgada cuadrada). 1.000.000 de BTU se expresa como MMBTU.



**FO2:** Fuel Oil N°6 de 1% de azufre, referido bajo el título U.S. Gulf Coast Waterborne en unidades de Dólar por barril.

**FO3:** Fuel Oil de 1% de azufre, referido bajo el título Cargoes FOB NWE, en unidades de Dólares por tonelada métrica.

Estos precios referenciales de Fuel Oil serán los publicados en el Platt's Oilgram Price Report, en la tabla Spot Price Asseements.

FO1, FO2 y FO3 son promedios aritméticos de los puntos medios diarios de los precios, determinados en conformidad con las cotizaciones diarias, superior e inferior, de cada Día del Trimestre inmediatamente anterior al Trimestre correspondiente a la aplicación del PG.

A partir del segundo trimestre de entrega y recepción de Gas y para cada trimestre posterior, el precio del Gas (PG), calculado en la anterior formula, será ajustado aplicando la siguiente fórmula:

$$(2) \quad P_t = 0,5PG + 0,5P_{t-1}$$

Dónde:  $P_t$  = Precio del Gas, en unidades de US\$/MMBTU, para el Trimestre pertinente.

$PG$  = Precio del Gas en unidades de SU\$/MMBTU calculado en la formula (1);

$P_{t-1}$  = Precio del Gas, en unidades de SU\$/MMBTU, correspondiente al Trimestre inmediatamente anterior.

### **Precio Base del Gas Natural en Río Grande**

(En Dólares por Unidades Térmicas Británicas / US\$/MMBtu)

(i)	P(i)
1	0.95
2	0.95
3	0.95
4	0.96

5	0.96
6	0.97
7	0.98
8	0.98
9	0.99
10	1
11	1
12	1.01
13	1.02
14	1.02
15	1.03
16	1.03
17	1.04
18	1.05
19	1.05
20	1.06

Fuente: Contrato de compra-venta de gas natural, YPFB-PETROBRAS, 1996, Sub cláusula 11.1, p. 28

#### **b. Contrato de Compra Venta de Gas Natural, ENARSA y YPFB**

El 19 de octubre de 2006, en Santa Cruz Bolivia, se firma el Contrato de Compra – Venta de Gas Natural entre Energía Argentina S.A. (ENARSA) y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), teniendo como antecedentes el Convenio Temporario de Venta de Gas Natural entre Bolivia y Argentina firmado en la ciudad de Buenos Aires Argentina en fecha 21 de abril de 2004, en el referido Convenio y sus adendas tiene por objeto llegar a un acuerdo para adquirir de Bolivia un volumen inicial de 7,7 MMm<sup>3</sup>/día de Gas Natural boliviano, con previsión de alcanzar a 27,7 MMm<sup>3</sup>/día a través de las empresas YPFB y ENARSA, para abastecer Gas Natural al mercado interno de la Argentina.

En el contrato definen al Año como el periodo de cómputo, a la unidad BTU (Unidad Térmica Británica) como unidad de medición, al BAR como unidad que se usa para expresar una presión determinada (1 BAR= 1,0197 Kg/cm<sup>2</sup>); y a la Caloría como unidad térmica del sistema métrico decimal. En la contraprestación de compra venta del gas, el pago se lo realizara utilizando la moneda de curso legal, al Dólar Americano, el medio de transporte del gas natural será el gasoducto de 32” de diámetro. En la cláusula segunda se establece un plazo de 20 años de

duración del contrato. La cantidad de gas a suministrar por YPFB a ENARSA será entre 7,7 MMm<sup>3</sup>/día en el primer año y se irá incrementando hasta el máximo de 27,7 MMm<sup>3</sup>/día, el precio pactado es de US\$/MMBtu, en el punto de entrega frontera Bolivia – Argentina, será calculado para cada trimestre, redondeado hasta la cuarta cifra decimal, de acuerdo con la siguiente formula:

$$(1) \quad PG = P * \left[ 0,20 * \frac{FO1_i}{FO1_n} + 0,40 * \frac{FO2_i}{FO2_n} + 0,20 * \frac{FO3_i}{FO3_n} + 0,20 * \frac{DO_i}{DO_n} \right]$$

Dónde: **PG:** Precio del Gas en US\$/MMBTU, para el trimestre pertinente.

**FO1<sub>i</sub>, FO2<sub>i</sub>, FO3<sub>i</sub> y DO<sub>i</sub>** son promedios aritméticos de los puntos medios diarios de los precios, determinados en conformidad con las cotizaciones diarias, superior e inferior, de cada Día del Trimestre inmediatamente anterior al Trimestre correspondiente a la aplicación del PG, siendo:

**FO1:** Fuel Oil de 3,5% de azufre, referido bajo el título Cargoes FOB Med Basis Italy, en unidades de Dólares por tonelada métrica.

**FO2:** Fuel Oil N°6 de 1% de azufre, 6° API, referido bajo el título U.S. Gulf Coast Waterborne en unidades de Dólar por barril.

**FO3:** Fuel Oil de 1% de azufre, referido bajo el título Cargoes FOB NWE, en unidades de Dólares por tonelada métrica.

**DO:** I.S Diesel, referido bajo el título U.S. Gulf Coast Waterborne en unidades UScents/USgalón.

Estos precios referenciales de Fuel Oil y Diesel serán lo publicados en el Platt's Oilgram Price Report, en la tabla Spot Price Assessments.

**FO1<sub>n</sub>, FO2<sub>n</sub>, FO3<sub>n</sub> y DO<sub>n</sub>** son promedios aritméticos, para los mismos Fuel Oil y Diesel definidos anteriormente, de los puntos medios diarios de los precios, determinados en conformidad con las cotizaciones diarias, superior e inferior, de cada Día del periodo

comprendido entre el 01 de enero 2004 al 30 de junio de 2006 (30 meses).

**P:** Precio base se establece en SU\$/MMBTU hasta el 15 de enero de 2007, de tal manera el PG del primer trimestre 2007 ( $PG_1$ ) sea igual a 5, este valor P será igual a  $5/\text{factor}$  y permanecerá constante para su aplicación en los trimestres posteriores.

Se entiende por “factor”, la canasta y las ponderaciones de los Fuel Oil y Diesel que componen la fórmula de determinación del PG, aplicable al primer trimestre 2007.

Es decir el mencionado factor será igual a:

$$\text{Factor (*)} = \left[ 0,20 * \frac{FO1_i}{FO1_n} + 0,40 * \frac{FO2_i}{FO2_n} + 0,20 * \frac{FO3_i}{FO3_n} + 0,20 * \frac{DO_i}{DO_n} \right]$$

(\*) Aplicable al primer trimestre del 2007.

### **c. Contrato de Compra Venta de Gas Natural, MTGas y YPFB**

El 10 de septiembre de 2009, en la ciudad de La Paz Bolivia, se firma el Contrato Interrumpible de Compra – Venta de Gas Natural entre Companhia Matogrossense de Gas S.A. (MTGás) y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).

En el contrato definen al año como el periodo de cómputo, a la unidad BTU (Unidad Térmica Británica) como unidad de medición; y a la Caloría como unidad térmica del sistema métrico decimal. En la contraprestación de compra venta del gas, el pago se lo realizara utilizando al Dólar Estadounidense moneda de curso legal. En la cláusula tercera se establece un plazo de 10 años de duración del contrato. La cantidad de gas a suministrar por YPFB a MTGas será entre 35.000 m<sup>3</sup>/día, el precio pactado es de US\$/MMBtu, será calculado para cada Mes, redondeado hasta la cuarta cifra decimal, de acuerdo con la siguiente formula:

**(1)  $P_G = 1,2 * PPP$**

Dónde: **Pg:** Precio del Gas, en unidades de dólar por millón de BTU.

**PPP:** Precio Promedio Ponderado del Contrato de Compra Venta de Gas Natural suscrito entre YPFB y Petróleo Brasileiro S.A. (GSA), vigente en el Mes en el que se realice la compra venta de Gas entre los montos facturados y la energía total comercializada de conformidad a lo estipulado en el GSA.

Adicionalmente MTGas pagara mensualmente a YPFB los montos por concepto de transporte resultante de la aplicación de las tarifas del Tramo GTB (tramo Rio Grande hasta Chiquitos en Bolivia) y GOB vigente a la fecha del suministro de los volúmenes de Gas Natural en el punto de entrega.

**d. Contrato Interrumpible de Compra Venta de Gas Natural Excedente, ENARSA y YPFB**

El 12 de julio de 2012, en Cochabamba Bolivia, si firma el Contrato Interrumpible de Compra – Venta de Gas Natural entre Energía Argentina S.A. ENARSA y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos YPFB, teniendo como antecedente el Convenio de suscripción de un Contrato interrumpible de Compra Venta de Gas Natural Excedente de la Cantidad Diaria Contractual (CDC establecida en el Anexo D de la Primera Adenda al Contrato YPFB – ENARSA).

En el contrato definen al año como el periodo de cómputo (que comienza a las 06:00 horas del 1° de enero de cada año y concluye a las 06:00 horas del 1° de enero del año inmediato siguiente), a la unidad BTU (Unidad Térmica Británica) como unidad de medición; y a la Caloría como unidad térmica del sistema métrico decimal. En la contraprestación de compra venta del gas natural excedente, el pago se lo realizara utilizando al dólar estadounidense (moneda de curso legal). En la cláusula quinta se establece un plazo de 15 años de duración del contrato.

El volumen de gas a suministrar por YPF a ENARSA por día será 2,7 MMm<sup>3</sup>/Día como máximo para el año 2012 y para el año 2013 el volumen será hasta 3,3 MMm<sup>3</sup>/Día; a partir de 2014 se reunirán las partes con 12 meses de anticipación para definir el límite máximo de volumen. El precio pactado es de US\$/MMBTU, será el calculado, redondeado hasta la cuarta cifra decimal, para cada trimestre, de conformidad con lo estipulado en la Cláusula Décimo Primera (Precio) estipulada en el Contrato YPF – ENARSA del 19 de octubre de 2006.

## **2.2. Marco Institucional.**

La máxima autoridad ejecutiva del Sector Hidrocarburos es el Ministerio de Hidrocarburos, representado por una Ministra o Ministro del sector, en la estructura institucional esta cartera de Estado tiene bajo dependencia tres Viceministerios, el Viceministerio de Exploración y Explotación (que tiene que ver con Upstream), el Viceministerio de Industrialización, Comercialización, Transporte y Almacenaje (que tiene que ver con Downstream) y el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas. Para el cumplimiento de sus atribuciones y objetivos, el Ministerio de Hidrocarburos tiene una Visión y una Misión que cumplir como lo señala la Constitución Política del Estado, la Ley de Hidrocarburos y otras normas pertinentes; que a continuación se detallan estas:

### **2.2.1 Visión**

El Ministerio de Hidrocarburos y Energía es parte del órgano ejecutivo del Estado Plurinacional que ha consolidado el rol protagónico del Estado en el sector energético, proponiendo y dirigiendo las políticas sectoriales del país que se implementan a través de sus entidades estratégicas, garantizando la seguridad y soberanía energética, la comercialización de los hidrocarburos y la industrialización de estos, de forma compatible con la conservación del medio ambiente y convirtiendo a Bolivia en el centro energético de la región.

### **2.2.2 Misión**

El Ministerio de Hidrocarburos y Energía desarrolla la planificación centralizada de los sectores de hidrocarburos y electricidad, proponiendo, aplicando y coordinando políticas, normas, estrategias y planes de desarrollo, dirigidas al aprovechamiento óptimo de los recursos energéticos para fortalecer el sector productivo y mejorar la calidad de vida de la población, velando por el adecuado desenvolvimiento de todos los actores del sector.

### **2.3. Marco de las Políticas.**

De acuerdo al artículo 360 de la Constitución Política del Estado, el Estado es quien define las políticas de hidrocarburos y promoverá su desarrollo integral, sustentable y equitativo, y garantizará la soberanía energética; también el Estado determinará las políticas productiva, industrial y comercial que garantice una oferta de bienes y servicios suficientes para cubrir de forma adecuada las necesidades básicas internas, y para fortalecer la capacidad exportadora del país, así como también el Estado promoverá y apoyará la exportación de bienes con valor agregado y los servicios como reza el artículo 318 numeral I y V de la norma suprema.

En la Ley de Hidrocarburos<sup>29</sup> (vigente), se tiene que el Estado, a través de sus órganos competentes, en ejercicio y resguardo de su soberanía, establecerá la Política Hidrocarburífera del país en todos sus ámbitos.

El aprovechamiento de los hidrocarburos deberá promover el desarrollo integral, sustentable y equitativo del país, garantizando el abastecimiento de hidrocarburos al mercado interno, incentivando la expansión del consumo en todos los sectores de la sociedad, desarrollando su industrialización en el territorio nacional y

---

<sup>29</sup> GACETA OFICIAL DE BOLIVIA, Ley N° 3058, 27 de mayo de 2005, Capítulo primero, artículo 9 Políticas de Hidrocarburos, Desarrollo Nacional y Soberanía.

promoviendo la exportación de excedentes en condiciones que favorezcan los intereses del Estado y el logro de sus objetivos de política interna y externa, de acuerdo a una Planificación de Política Hidrocarburífera.

- ◆ En lo integral, se buscará el bienestar de la sociedad en su conjunto.
- ◆ En lo sustentable, el desarrollo equilibrado con el medio ambiente, resguardando los derechos de los pueblos, velando por su bienestar y preservando sus culturas.
- ◆ En lo equitativo, se buscará el mayor beneficio para el país, incentivando la inversión, otorgando seguridad jurídica y generando condiciones favorables para el desarrollo del sector.

Los planes, programas y actividades del sector de hidrocarburos serán enmarcados en los principios del Desarrollo Sostenible, dándose cumplimiento a las disposiciones establecidas en el Artículo 171º de la Constitución Política del Estado, la Ley del Medio Ambiente, y la Ley N° 1257, de 11 de julio de 1991, que ratifica el Convenio N° 169 de la OIT y Reglamentos conexos.

En lo que respecta a la política de desarrollo en la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el país, se tiene la que lleva adelante YPF B y esta viene dada por el **Plan de Exploración 2011 - 2020** actualmente en vigencia el cual se articula sobre tres componentes principales:

**El primer componente** comprende estrategias y programas en materia de Contratos de Operación, convenios de estudio aprobados para la consolidación de contratos petroleros y la realización de nuevos proyectos exploratorios a cargo de YPF B y sus subsidiarias.

**El segundo componente** consiste en construir una gestión permanente y estructural en materia de Exploración, para que esta sea una actividad constante y sostenida con el objetivo de la reposición de reservas a una velocidad razonable,



que supere el ritmo de consumo de estas y permita ampliar los mercados internos y de exportación.

**El tercer componente** Incluye las estrategia transversales que fortalecen la gestión integral de la Exploración en Bolivia, en materia de fomento a la Exploración tanto en líquidos como de gas natural, gestión social y ambiental para la Exploración y el fortalecimiento de la capacidad de administración y gestión dentro de YPFB.

Las políticas de Explotación están definidas en la Ley N° 3058 de Hidrocarburos. YPFB a través de los Contratos de Operación, hace cumplir los Planes de Desarrollo de cada campo y sus respectivos Programas de Trabajo y Presupuestos (PTP's), estos PTP's están orientados a cumplir con los volúmenes requeridos para el mercado interno y externo (Brasil y Argentina), que están garantizados a través de los Acuerdos de Entrega correspondientes. Este año la producción de Gas ha superado la demanda requerida por los mercados, debido principalmente al potencial de los pozos perforados en el campo Margarita y los resultados exitosos en los pozos del Campo Yapacaní, el año 2012 han entrado en operación las Plantas de Margarita (Segunda Fase – 6 MMmcd “Millones de Metros Cúbicos por día”) e Itaú (PG Itaú – 5.7 MMmcd). Referente a la producción de Petróleo, el D.S. 1202 ha permitido atenuar la franca declinación de producción de petróleo y en el Bloque Mamoré se han realizado inversiones con resultados significativos que permitieron incrementar la producción en el Campo.

También se tienen las políticas socioambientales previstas en la legislación vigente que tienen que ver con lo regulado en el D.S. 29103, Reglamento de Monitoreo Socio Ambiental de Actividades Hidrocarburíferas. Según el referido instrumento legal, el Monitoreo Socio Ambiental se aplica a todas las actividades, obras o proyectos hidrocarburíferas que tenga influencia sobre el territorio de los pueblos indígenas originario campesinos. La naturaleza del monitoreo socio ambiental tiene que ver con la implementación o aplicación de cualquier política

estratégica, obra o acción, tendiente a eliminar o minimizar los impactos adversos que pueden presentarse durante las diversas etapas de desarrollo de un proyecto.

Ahora bien, la Constitución Política del Estado, bajo la política de participación social en gestión ambiental, en el Art. 304 parágrafo III inciso 9) establece que: Las autonomías indígena originario campesinas podrán ejercer las siguientes competencias concurrentes: “control y monitoreo socioambiental a las actividades hidrocarburíferas y mineras que se desarrollan en su jurisdicción”. Asimismo, dentro de los objetivos institucionales de YPFB se encuentran: realizar y verificar las operaciones de YPFB bajo normas de seguridad industrial, en condiciones socioambientales efectivas y en el marco de la responsabilidad social corporativa.

Esta última como política corporativa, tiene por objeto retribuir a la sociedad/comunidad que se encuentra en el área de influencia, a través de proyectos de inversión social.

Sin perjuicio de lo anterior, en el marco del Art. 58 inciso v) del D.S. 29894, Estructura Organizativa del Órgano Ejecutivo del Estado Plurinacional, el Ministerio de Hidrocarburos y Energía, tiene la atribución de formular, controlar, fiscalizar, la política y normativa socio-ambiental de sector hidrocarburos y energía.

Dentro las políticas relacionadas con el tema de investigación se tiene las políticas monetarias, donde en los artículos 327 y 328 de la Constitución Política del Estado se tiene al Banco Central de Bolivia, que es una institución de derecho público, con personalidad jurídica y patrimonio propio, donde en el marco de la política económica del Estado, es función del Banco Central de Bolivia mantener la estabilidad del poder adquisitivo interno de la moneda, para contribuir al desarrollo económico y social; y dentro de sus atribuciones se tiene el de Administrar las reservas Internacionales, además de determinar y ejecutar la política monetaria,

de ejecutar la política cambiaria, de regular el sistema de pagos y el de autorizar la emisión de la moneda de circulación legal.

#### **2.4. Análisis de la normativa del Sector Hidrocarburos.**

En los últimos 30 años Bolivia ha tenido cuatro normas en materia de hidrocarburos: el Decreto Ley N°10170 de 28 de marzo de 1972, promulgado por el Gobierno de Hugo Banzer, la Ley N° 1194 de 1 de noviembre de 1990 promulgada por el Gobierno de Jaime Paz Zamora, la Ley N° 1689 de 30 de abril de 1996 promulgada por el Gobierno de Gonzalo Sánchez de Lozada y la Ley N° 3058 de 15 de mayo de 2005 promulgada en el gobierno de Carlos D. Mesa Gisbert.

Cada una de esas disposiciones legales corresponde a una concepción del rol del Estado en materia de hidrocarburos y responde a un contexto interno y externo que determina los objetivos de la ley, de modo que no es adecuado compararlas y oponerlas sin contextualizarlas históricamente.

Es así que el Decreto Ley 10170 apunta a hacer de los hidrocarburos el eje la economía nacional, otorgando al Estado un rol protagónico, acorde con las corrientes nacionalistas de los años anteriores y con una visión demasiado optimista de Bolivia como país petrolero, exagerando las posibilidades financieras del Estado y su capacidad de fiscalización ante actos de corrupción.

La Ley 1194, en el contexto de la nueva política económica, implantada en el país desde el año 1985, y en el de la inminente finalización del contrato de exportación de gas natural a la República Argentina, busca abrir el camino a la inversión privada, sin renunciar al rol activo de YPF, mediante contratos de operación y asociados. Sin embargo, la repuesta de los inversores privados y los resultados obtenidos no fueron suficientes para solucionar la escasez de líquidos y la falta de

cantidades suficientes de gas natural para cumplir los nuevos compromisos de exportación.

La Ley 1689 nace en el marco conceptual de la Capitalización, que redefine el rol del Estado en el quehacer económico, y en el contexto histórico del contrato de exportación de gas natural al Brasil. La necesidad de explorar y explotar nuevos campos, para cumplir con ese contrato y abastecer de líquidos al mercado interno en franco crecimiento económico, llevan a buscar nuevos incentivos para atraer la inversión privada, mediante una rebaja de las participaciones del Estado y estableciendo un régimen de imposición a las utilidades muy ventajoso para las empresas, sobre todo aquellas que explotan los hidrocarburos llamados “nuevos”. Como producto de la llamada “guerra del gas” de octubre del 2003, el 18 de julio de 2004 se lleva a cabo un Referéndum Vinculante, sobre la política energética del país, fue convocado por el Poder Ejecutivo mediante Decreto Supremo 27449, de fecha 13 de abril de 2004; normativa que fue declarada en todas sus partes constitucional por la sentencia del Tribunal Constitucional 0069/2004, de fecha 14 de julio de 2004.

El día 18 de julio de 2004, con la organización y supervisión de las Cortes Electorales, Nacional y Departamentales, se llevó a cabo la votación del Referéndum sobre la base de las cinco preguntas formuladas por el Poder Ejecutivo mediante Decreto Supremo 27507 de fecha 19 de mayo de 2004. Como resultado de este acto electoral, ganó por mayoría la respuesta “SI” en las cinco preguntas. Concluida la votación, es necesaria dar cumplimiento al mandato inequívoco del soberano expresado en las respuestas a las cinco preguntas, a través del texto a cuyo efecto en ejercicio de la atribución constitucional de iniciativa legislativa reconocida al Poder Ejecutivo por los artículos 71 parágrafo I y 96 numeral 4) de la Constitución Política del Estado, el Presidente de la República remite al Presidente del Honorable Congreso Nacional un Proyecto de Ley, cuyo Título I refleja el resultado del Referéndum Vinculante del 18 de julio de 2004, este proyecto se convertiría en la nueva ley de hidrocarburos, actualmente vigente.

Esta nueva ley de hidrocarburos, Ley N° 3058 de 19 de mayo de 2005 abroga a la ley N° 1689 de 30 de abril de 1996, toma en cuenta la nueva concepción del rol del Estado: ni protagonista monopólico ni regulador desentendido, sino participante directo y activo en todo emprendimiento Hidrocarburífero; tiene conciencia del nuevo rol estratégico que juegan los hidrocarburos en el desarrollo de un país, en cuanto trascienden el valor económico para asumir importancia en diferentes campos de la economía y de la política internacional y regional; también toma en cuenta que existe una nueva realidad, en cuanto a reservas y mercados: la ley 1689 privilegiaba la exploración y la explotación con miras básicamente a la exportación. Esta ley apunta al cambio de la matriz energética nacional, a través de un uso masivo del gas natural, con el fin de mejorar la calidad de vida de la población y obtener excedentes exportables de líquidos y licuables, e incentiva la industrialización del GN en territorio nacional, fomentando, al mismo tiempo, una racional exportación, justificada por la magnitud de las reservas del país y la posibilidad de extraer líquidos exportables. Finalmente esta norma hidrocarburífera tiene un criterio de equidad, basado en el carácter nacional del recurso hidrocarburo, implicando una nueva distribución de los ingresos adicionales del Estado.

La ley N° 3058 en el contexto histórico de las importantes reservas de gas natural que posee el Estado, de la nueva conciencia del rol de los hidrocarburos en el desarrollo nacional y del nuevo papel del Estado en el aprovechamiento de los recursos naturales no renovables, tiene objetivos concretos, que se detallan a continuación:

- ◆ La Ley recupera el derecho y el deber del Estado de enmarcar el aprovechamiento y la comercialización de los hidrocarburos en una Política de Estado a partir de la recuperación de la propiedad de los hidrocarburos en “boca de pozo” y de las acciones del Fondo de Capitalización Colectivo en las empresas capitalizadas del sector de hidrocarburos.

- ◆ La Ley incentiva racionalmente la industrialización del gas natural en territorio nacional, ya sea en el campo de la petroquímica tradicional (la que utiliza el componente minoritario etano) como de la petroquímica no tradicional (la que utiliza el metano como materia prima para su transformación a productos con valor agregado).
- ◆ Sobre todo la Ley busca mejorar los ingresos del Estado, mediante la creación del Impuesto Complementario a los Hidrocarburos (ICH), mediante el cual la participación del Estado llega al 50% de la producción de los hidrocarburos.
- ◆ Asimismo, la Ley permite la suscripción por parte del Estado de nuevas modalidades de contratos, más acordes a la legislación actual del sector, con miras a atraer la inversión privada, incentivar las actividades en las zonas no tradicionales, incrementar los ingresos del Estado, facilitar la participación de YPFB en los emprendimientos petroleros y velar por la seguridad jurídica de las empresas.
- ◆ La Ley introduce temas descuidados o ignorados en la legislación anterior, como los derechos de los pueblos indígenas, temas medioambientales y aspectos específicos de la regulación del sector.
- ◆ Finalmente, la Ley establece la obligatoriedad de adecuación de los contratos de exploración y explotación, en ese entonces vigentes, a la nueva constitución y demás normas.

La Ley de hidrocarburos en el tema tributario, busca conciliar dos aspectos: incrementar los ingresos del Estado en los contratos vigentes (básicamente en la fase de explotación y comercialización de la producción) y respetar la seguridad jurídica otorgada por ley a las empresas privada que han invertido en el sector de hidrocarburos. De hecho, la Ley incrementa los ingresos del Estado, con relación a la ley 1689. Por ultimo en el artículo 17 de esta norma, establece que la explotación, exploración, 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 a personas privadas, conforme a Ley.

Otra norma fundamental es el Decreto Supremo N° 28701 de 1 de mayo de 2006 “Héroes del Chaco” que nacionaliza los hidrocarburos, recuperando la propiedad, la posesión y el control total y absoluto de estos recursos. A partir de esta fecha las empresas petroleras que realizan actividades de producción de gas y petróleo en el territorio nacional están obligadas a entregar en propiedad a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos YPFB, toda la producción de hidrocarburos; 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.

También se dictaron otras normas importantes, como ser Decretos Supremos (que se detallan en un anexo) y Resoluciones Ministeriales, que regulan y reglamentan el proceso hidrocarburífero en sus diferentes etapas de exploración, producción, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos en el país.

## **2.5. Características de las Reservas Internacionales Netas.**

De acuerdo a la Ley N° 1670, el Banco Central de Bolivia (BCB) es una institución del Estado, de derecho público, de carácter autárquico, de duración indefinida, con personalidad jurídica y patrimonio propios y con domicilio legal en la ciudad de La Paz<sup>30</sup>. Es la única autoridad monetaria y cambiaria del país y por ello órgano rector del sistema de intermediación financiera nacional, con competencia administrativa, técnica y financiera y facultades normativas especializadas de aplicación general. Una de sus funciones específica es de velar por el fortalecimiento de las Reservas internacionales de manera que permitan el normal funcionamiento de los

---

<sup>30</sup> GACETA OFICIAL DE BOLIVIA, Ley N° 1670, 31 de octubre de 1995, artículo 1.

pagos internacionales de Bolivia, como lo establece el artículo 14 de la mencionada norma.

Las Reservas Internacionales del BCB están compuestas por los siguientes activos, de acuerdo al artículo 15 de la norma ya mencionada:

- a. Oro físico.
- b. Divisas depositadas en el propio BCB o en instituciones financieras fuera del país a la orden del Banco Central de Bolivia, las que deberán ser de primer orden conforme a criterios internacionalmente aceptados.
- c. Cualquier activo de reserva reconocido internacionalmente. Como son los Derechos Especiales de Giro (DEG), que son activos internacionales de reserva creados por el Fondo Monetario Internacional.
- d. Letras de cambio y pagarés en favor del BCB, denominados en monedas extranjeras de general aceptación en transacciones internacionales y pagaderas en el exterior.
- e. Títulos públicos y otros títulos negociables emitidos por gobiernos extranjeros, entidades y organismos internacionales o instituciones financieras de primer orden del exterior, debidamente calificados como elegibles por el Directorio del BCB.
- f. Aportes propios a organismos financieros internacionales cuando dichos aportes se reputen internacionalmente como activos de reserva. Entre los que se encuentran el Fondo Monetario Internacional (FMI), la Corporación Andina de Fomentos (CAF) y el Convenio de Pagos y Créditos Recíprocos de la Asociación Latinoamericana de Integración (CPCRALADI).

El BCB administrará y manejará las Reservas Internacionales, pudiendo invertirlas y depositarlas en custodia, así como disponer y pignorar las mismas, de la manera que considere más apropiada para el cumplimiento de su objeto y de sus funciones y para su adecuado resguardo y seguridad. Podrá, asimismo, comprar



instrumentos de cobertura cambiaria con el objeto de reducir riesgos. En caso de la pignoración del oro ésta deberá contar con aprobación Legislativa<sup>31</sup>.

Las Reservas internacionales son inembargables y no podrán ser objeto de medidas precautorias, administrativas ni judiciales. Tampoco podrán ser objeto de tributo o contribución estatal alguna, salvo las cuotas a la ASFI – Autoridad de Supervisión del Sistema Financiero, conforme a la ley del BCB.

---

<sup>31</sup> *Ibíd*em, artículo 16.

### **3. CRECIMIENTO Y EVOLUCIÓN DE: LA EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL, RENTA PETROLERA Y RESERVAS INTERNACIONALES.**

#### **3.1 Evolución de las exportaciones de Hidrocarburos.**

Desde el nacimiento del Estado Boliviano como República, diferentes modelos de desarrollo económico y social de inspiración liberal y neoliberal se han implementado en nuestro país.

El modelo neoliberal de privatización que se inició en el país en el año 1985, con la implementación de las políticas de estabilización económica y de ajuste estructural, se desarrolló hasta finales de 2005. Las medidas de este modelo estuvieron orientadas hacia la liberalización del comercio, los precios y los capitales, y hacia la orientación exportadora de la economía.

Este modelo neoliberal construyó un nuevo bloque de poder económico basado en los nuevos propietarios de las empresas petroleras, agroindustriales, minería privada y banca privada. En los veinte años del período privatista neoliberal tres grandes sectores dominaron la economía Boliviana<sup>32</sup>: a) el sector petrolero, constituido casi en su totalidad por empresas extranjeras que abarcaban el conjunto del proceso productivo desde la producción hasta la comercialización; b) el sector agroindustrial liderado por los productores medianos y grandes de soya (nacionales y extranjeros, sobre todo brasileros y menonitas); y c) el sector minero – con mayor importancia de la empresa COMSUR – y la banca privada, que desplazó a la banca estatal.

En este esquema, los inversionistas privados tomaron un papel cada vez más importante en el proceso de acumulación de riqueza, siendo que la mayoría de las empresas estatales fueron privatizadas, efectivamente en 1997 se da la capitalización de estas empresas estratégicas del país, en especial la de YPFB en

---

<sup>32</sup> Ministerio de Hidrocarburos y Energía, Memoria Institucional 2008, Pág.5.

lo que respecta al Downstream, por lo tanto, se desintegra el control que ejercía YPFB sobre la cadena productiva del sector hidrocarburos; y que los excedentes generados por estas empresas privatizadas tendieron a no quedarse en el país.

En este contexto, se desarrolló el proceso de capitalización y privatización de la empresa estatal petrolera Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), la misma que fue desmembrada para su venta a empresas extranjeras, quedando solamente en manos del Estado un YPFB residual sin ningún protagonismo en el sector Hidrocarburífero.

También, con el propósito de regular, controlar y supervisar las actividades de los sectores de telecomunicaciones, electricidad, hidrocarburos, transportes, aguas y las de otros sectores, se constituyó el Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE), formándose, entre otras, las Superintendencias de Hidrocarburos y la de Electricidad.

En la exploración y explotación de hidrocarburos, con la implementación de la política neoliberal, entre 1990 y 1996 los contratos que firmaba YPFB con las empresas privadas eran de dos clases; de Operación y de Asociación; de acuerdo a la Ley N° 1194 (abrogada) el contrato de Operación<sup>33</sup> es aquel por el cual el Contratista ejecutará con sus propios medios y por su exclusiva cuenta y riesgo, a nombre y representación de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, las operaciones correspondientes a las fases de exploración y/o explotación dentro del área materia del contrato, bajo el sistema de retribución a que se refiere la presente Ley en caso de ingresar a la fase de explotación no estará obligada a efectuar inversión alguna y no asumirá ningún riesgo o responsabilidad en las inversiones o resultados relacionados con el contrato, debiendo ser exclusivamente el Contratista quien aporte la totalidad de los capitales, instalaciones, equipos, materiales, personal, tecnología y otros elementos requeridos para el fiel y estricto cumplimiento del contrato; y en los artículos 54 y

---

<sup>33</sup> GACETA OFICIAL DE BOLIVIA, Ley N° 1194, 01 de noviembre de 1990, artículo 29.

56 de la mencionada norma indica que el contrato de Asociación es aquel donde YPFB podrá realizar las fases de exploración y/o explotación de la industria de hidrocarburos, en forma conjunta con terceros, mediante Contratos de Asociación. La participación de YPFB se efectuará a su sola opción y voluntad, en el desarrollo y explotación de cualquier descubrimiento que el Contratista declare comercial y que Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos así lo acepte, gozando de los derechos y obligaciones del Contratista.

El 30 de abril de 1996, el gobierno de Gonzalo Sánchez de Lozada promulgó la Ley de Hidrocarburos<sup>34</sup> (abrogada) que señala “Por norma constitucional, los yacimientos de hidrocarburos, cualquiera 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”. Como se advierte, esta norma reconoce que el Estado ejerce derechos de propiedad sobre los yacimientos de hidrocarburos. Un decreto del mismo gobierno, el Decreto Supremo N° 24806 de 4 de agosto de 1997 autoriza la comercialización o exportación de hidrocarburos a las empresas extranjeras. Asimismo, aprueba los cuatro modelos de Contrato de Riesgo Compartido para las áreas de exploración y explotación que deben ser suscritos, por licitación pública, entre YPFB y las empresas petroleras.

En la Tercera Cláusula de los mencionados contratos se faculta al “TITULAR”, es decir, a las empresas petroleras, “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 (...)”<sup>35</sup>. Con esas palabras, el Decreto Supremo mencionado y los Contratos de Riesgo Compartido otorgan a las empresas extranjeras la propiedad de los yacimientos hidrocarbúferos desde el momento en que afloran a la superficie, es decir, en

---

<sup>34</sup> GACETA OFICIAL DE BOLIVIA, Ley N° 1689, 30 de abril de 1996, artículo 1.

<sup>35</sup> Villegas Quiroga Carlos, Privatización de la industria petrolera en Bolivia, CIDES – UMSA, 3ra. Edición, 2004, Pág. 72.

boca de pozo. Con esta decisión, el gobierno de ese entonces entregó la propiedad de los recursos hidrocarburíferos de Bolivia en favor de las empresas transnacionales.

En resumen el Decreto Supremo 24806 establece que el Estado es propietario de las reservas de gas natural mientras estas reservas se encuentran bajo tierra. Cuando estas reservas se encuentran en la fase de producción o cuando son declaradas como campos comerciales, la propiedad de las reservas pasa a manos de las empresas petroleras transnacionales o contratistas.

Desde el punto de vista jurídico, el gobierno de Sánchez de Lozada, al conferir los derechos de propiedad de los hidrocarburos a las empresas petroleras, vulneró la constitución haciendo caso omiso del principio de Supremacía, ya que un decreto supremo o una ley no puede estar por encima de la Constitución, y el Decreto Supremo N° 24806 contradice plenamente el Artículo 139 de la Constitución Política del Estado de ese entonces, y en segundo lugar, porque la Ley 1689 les concede a los contratistas plena libertad para la comercialización, el transporte, la refinación y la exportación de hidrocarburos. Más concretamente las mencionadas normas permiten la apropiación del excedente hidrocarburífero por parte de las empresas petroleras y condenan al Estado a percibir, únicamente, los beneficios que provienen de los impuestos y tributos.

Este patrón de desarrollo ha cambiado drásticamente en el marco del nuevo modelo económico y social instaurado en el gobierno actual, el mismo que se sustenta en los postulados de la Constitución Política del Estado (CPE) vigente; y en lo que respecta al desarrollo del sector de hidrocarburos, ésta se sustenta, además de la CPE, en la Ley de Hidrocarburos N° 3058 y en el Decreto Supremo N° 28701 “Héroes del Chaco” que nacionaliza los hidrocarburos en Bolivia.

El 1° de mayo de 2006 se promulgó el Decreto Supremo N° 28701 “Héroes del Chaco” que establece la nacionalización de los recursos naturales

hidrocarbúferos del país, recuperando la propiedad, la posesión y el control total y absoluto de estos recursos por parte del Estado.

El Estado toma el control y la dirección de la producción, transporte, refinación, almacenaje, distribución, comercialización e industrialización de hidrocarburos en el país. YPFB, en nombre del Estado, asume su comercialización, definiendo las condiciones, volúmenes y precios tanto para el mercado interno como para la exportación y la industrialización. Asimismo, la nacionalización permite incrementar la carga impositiva a la extracción de hidrocarburos y retomar el control del desarrollo de nuestros recursos naturales. La prioridad del sector se reorienta a la provisión de gas y líquidos para el mercado interno sin descuidar la búsqueda y consolidación de mercados de exportación.

Con esa visión de cambio de modelo económico y aplicando las políticas energéticas planteadas en el sector, para alcanzar y garantizar la autosuficiencia e independencia energética para el abastecimiento del mercado interno y para la comercialización en el mercado externo, se cumplen las siguientes metas:

- Las empresas petroleras que contaban con Contratos de Riesgo Compartido suscriben nuevos contratos cumpliendo las condiciones y requisitos legales y constitucionales. Los nuevos contratos fueron protocolizados en mayo de 2007.
- En general se registra un incremento en la producción certificada de hidrocarburos, a excepción del año 2009, donde la producción de gas natural disminuyó debido a la reducción de la demanda del mercado del Brasil

Ahora analizando la evolución y crecimiento de las exportaciones de los hidrocarburos en particular del gas natural, uno de los elementos que explique este crecimiento, está el precio de exportación del gas natural, precio establecido en los contratos de compra venta firmados por las empresas de Brasil PETROBRAS y MTGás, de Argentina ENARSA y YPFB por Bolivia, como ya se analizó en un capítulo anterior la composición del cálculo de precio de venta del gas natural, entre los dos componentes del Precio del Gas (PG) que aparecen en

la fórmula ya descrita, el Precio Base denominado P(i) y el precio de los Fuel Oil (FO1, FO2, FO3 y DO), este último es determinante porque está sujeto a las fluctuaciones del mercado internacional y más específicamente al precio internacional del petróleo<sup>36</sup>, relacionado también con los precios de los Fuel Oil. Esto quiere decir que si se produce una significativa variación de los precios de los Fuel Oil, se incrementará también el precio de venta del gas natural que se exporta a Brasil y a la Argentina porque, como ya se ha señalado, este precio está sujeto a las variaciones de los precios de la canasta de los Fuel Oil (FO1, FO2 y FO3) por así decirlo.

Esta variación del precio lo vemos en el Cuadro N° 5 en la columna referida al precio \$us/MPCS, se observa una tendencia creciente de dicho precio desde 1999; esta tendencia ascendente se explica por lo ya señalado, la elevación del precio internacional del petróleo.

Por estas consideraciones, se hace evidente que la actual estructura de definición de precios del gas, establecida en los contratos de compra venta de gas natural, anteriormente favorecía a las empresas privadas capitalizadas, ahora con la nacionalización de YPF y las empresas subsidiarias, es el Estado quien se favorece con el crecimiento del precio internacional de los combustibles fósiles.

---

<sup>36</sup> El precio internacional del petróleo está determinado por tres mercados de petróleo principales; el WTI en EE.UU., Brent en Europa y DUBAI en Asia. El petróleo WTI (West Texas Intermediate o Texas Light Sweet) es un petróleo que contiene el promedio de características del petróleo extraído en campos occidentales de Texas (USA). Debido a su poco contenido de azufre, es catalogado como petróleo dulce y en relación a su densidad, el petróleo WTI es catalogado como liviano. (39.6º de gravedad API y 0.24% de contenido sulfurado). Esto lo hace del WTI un petróleo de alta calidad e ideal para la producción de naftas (gasolina). El precio del petróleo WTI es utilizado como referencia principalmente en el mercado norteamericano (Nueva York). El precio del petróleo WTI es mayor al precio del Brent porque su procesamiento es más barato debido a su menor contenido de azufre y su menor densidad. El petróleo Brent es ideal para la producción de gasolina. Se suele refinar en los países de Europa El crudo Brent es un petróleo liviano, aunque no tanto como el WTI. Contiene aproximadamente un 0,39% de sulfuro, siendo así considerado como petróleo dulce, aunque tampoco es tan dulce como el WTI. Este tipo de petróleo es de los más pobres con respecto a su poder calorífico.

**Cuadro N° 5**  
**Exportación de Gas Natural**  
**(Volumen en MMm<sup>3</sup> y MMPCS) (Precio \$us por MPCS)**  
**(En Millones de Dólares y Bs.)**

Periodo	Volumen (MMm <sup>3</sup> )	Volumen (MMPCS)	Precio \$us/MPCS	Valor (MM \$us)	Valor (MM Bs.)
1996	2054,90	72570,90	1,30	94,54	658,00
1997	1627,90	57464,30	1,20	69,30	482,33
1998	1632,90	57639,80	1,00	57,40	399,50
1999	1035,10	36540,30	1,00	35,70	248,47
2000	2116,40	74707,80	1,60	121,80	847,73
2001	3882,60	137056,80	1,70	236,90	1648,82
2002	4912,30	173403,00	1,50	265,60	1848,58
2003(i) (ii)	5549,40	195895,20	2,00	389,60	2711,62
2004	8414,10	297019,00	2,10	619,72	4313,25
2005	10392,60	366858,50	3,00	1085,80	7557,17
2006	11159,10	393915,80	4,20	1667,80	11607,89
2007	11858,70	418611,00	4,70	1971,24	13719,83
2008	12093,40	426897,80	7,40	3159,10	21987,34
2009	9805,40	346131,20	5,70	1967,60	13694,50
2010	11588,50	409074,50	6,80	2797,80	19472,69
2011 (p)	12535,30	442495,50	8,80	3884,90	27038,90
2012 (p)	14641,20	516834,80	10,60	5478,52	38130,50

Fuente: UDAPE

i) A partir de 2003 se consideran exportaciones a Argentina y Brasil.

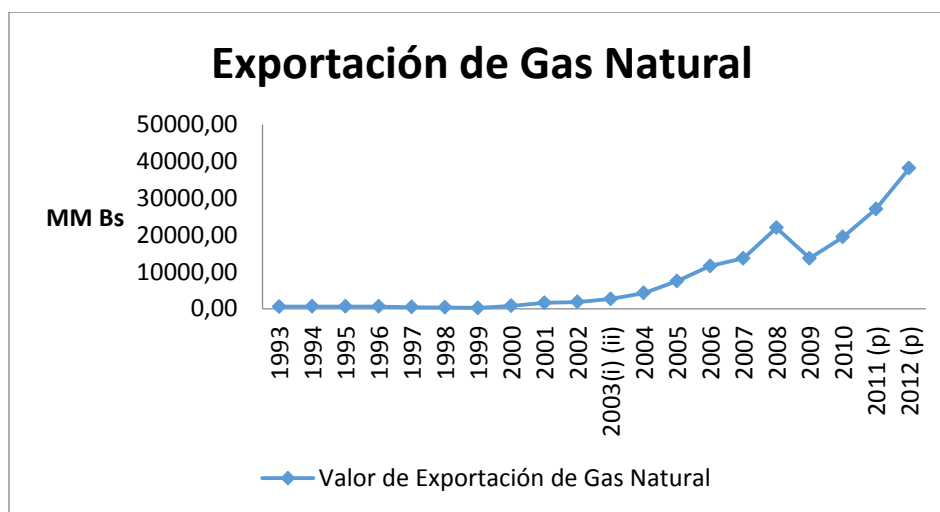
ii) Los precios a partir de 2003 son precios ponderado de los contratos de Exportación a Brasil y Argentina.

(p) Preliminar

Prosiguiendo con el análisis, en el gráfico N° 3, observamos que durante las gestiones 2010 y 2011, el valor de la exportación tuvo un crecimiento considerable, pero no alcanzaron el récord histórico de los años 2008 y 2012, esto se explica como ya lo dijimos anteriormente, por el incremento sostenido en los precios de exportación calculados en base a los precios internacionales del petrolero, en especial por los precios registrados para el WTI.



Gráfico N° 3



Fuente: UDAPE

i) A partir de 2003 se consideran exportaciones a Argentina y Brasil.

ii) Los precios a partir de 2003 son precios ponderado de los contratos de Exportación a Brasil y Argentina.

(p) Preliminar

Cuadro N° 6  
Serie de Precios por Barril para Petróleo WTI en \$US.

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1996	18.90	19.10	21.30	23.60	21.20	20.40	21.30	21.90	24.00	24.90	23.60	25.40
1997	25.20	22.20	21.00	19.70	20.80	19.20	19.60	19.90	19.80	21.30	20.10	18.30
1998	16.70	16.10	15.10	15.30	14.90	13.70	14.10	13.40	15.00	14.40	13.00	11.30
1999	12.50	12.00	14.70	17.30	17.80	17.90	20.10	21.30	23.90	22.60	24.90	26.10
2000	27.30	29.40	29.90	25.80	28.80	31.90	29.70	31.30	33.90	33.10	34.40	28.40
2001	29.50	29.60	27.20	27.40	28.60	27.60	26.40	27.50	26.20	22.20	19.60	19.30
2002	19.70	20.70	24.40	26.20	27.00	25.50	26.90	28.40	29.70	28.90	26.30	29.40
2003	33.00	35.80	33.30	28.20	28.10	30.70	30.80	31.60	28.30	30.30	31.10	32.10
2004	34.20	34.70	36.70	36.70	40.30	38.00	40.80	44.90	45.90	53.30	48.50	43.20
2005	46.80	48.00	54.20	53.00	49.80	56.40	58.70	65.00	65.50	62.40	58.30	59.40
2006	65.50	61.60	62.90	69.50	70.90	70.90	74.40	73.00	63.80	58.90	59.10	62.00
2007	54.20	59.30	60.60	63.90	63.50	67.50	74.10	72.40	79.90	85.90	94.80	91.40
2008	93.00	95.40	105.50	112.60	125.40	133.90	133.40	116.60	103.90	76.60	57.30	41.40
2009	41.70	39.20	48.00	49.80	59.10	69.60	64.10	71.10	69.40	75.80	78.00	74.50
2010	78.40	76.40	81.30	84.50	73.70	75.40	76.40	76.60	75.80	81.90	84.20	89.20
2011	89.40	89.50	102.90	110.00	101.30	96.30	97.30	86.30	85.60	86.40	97.10	98.60
2012	100.30	102.20	106.20	103.30	94.70	82.40	87.90					

Fuente: Servicio Geológico Mexicano, CME Group (WTI, Brent) y PEMEX (MME)

Los precios elevados del WTI durante el segundo trimestre de 2011 como se observa en el cuadro N° 6 llegando a 110 \$us el barril de petróleo, resultaron en que, el precio de exportación de gas natural a los mercados brasileño y argentino sobrepase los 8 \$us/ MMBTU o MPCs a partir de julio de esa gestión, alcanzando sus niveles más altos en la historia de exportación pero no superando lo alcanzado el año 2008 como se observa en cuadro N° 5. De igual manera en el

año 2012, el valor de exportación fue elevado como se observa en cuadro N° 5 ya que se alcanzó un precio de exportación récord de 10,60 \$us/MMBTU o MPCs. Pero durante la gestión 2009, el valor de las exportaciones de gas natural disminuye porque Brasil disminuyó su demanda de este energético, es decir Petrobras requiere menos gas natural en el marco del Contrato de Compra Venta de Gas Natural (GSA) suscrito.

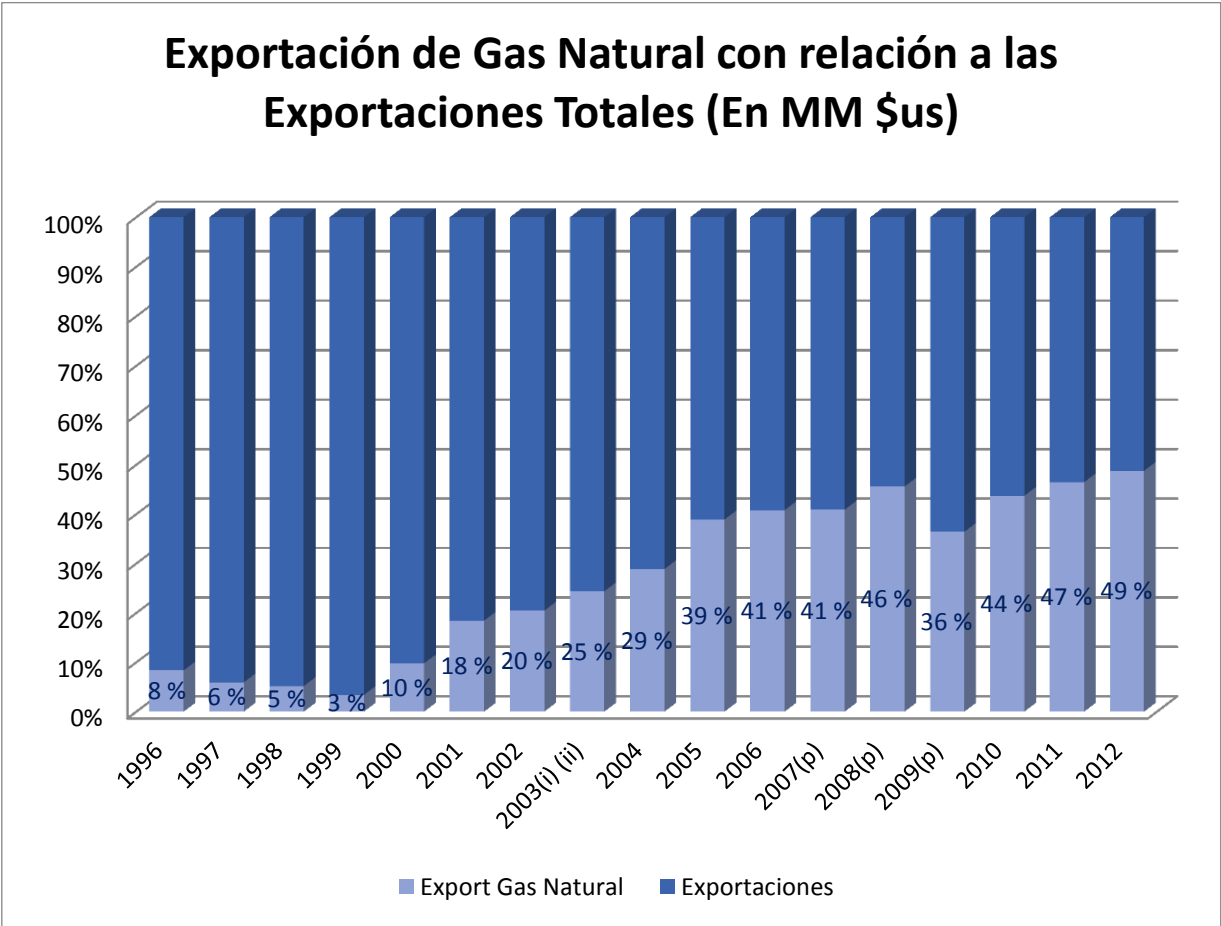
Asimismo, de conformidad con lo estipulado en el Contrato de Compra Venta de Gas Natural suscrito con Energía Argentina S.A. (ENARSA), durante la gestión 2009 y los primeros meses de 2010 se entregó a la Argentina los volúmenes nominados por ENARSA y confirmados por YPF. Posteriormente, el 26 de marzo de 2010 se suscribió la primera adenda al contrato, a través de la cual, entre otros aspectos, se estipulan las cantidades contratadas y garantizadas por las Partes, con vigencia a partir del 1° de mayo de 2010, con lo que se garantiza un mercado en desarrollo para el gas natural boliviano.

Por otra parte, el 10 de septiembre de 2009, se suscribió el Contrato Interrumpible de Compra Venta de Gas Natural con la Companhia Mato-Grossense del Gás S.A. (MTGás) por una duración de 10 años, cuyo suministro es efectuado en función al requerimiento de MTGás y a los volúmenes disponibles por parte de YPF.

Por último lo observado en el gráfico N° 3, la evolución y crecimiento del valor (precio por cantidad) de las exportaciones de gas natural producido en el país, se observa un crecimiento sostenido desde el año 2005 con un bajón en el años 2009, pero en el año 2012 la exportación de gas natural representa un 49 por ciento de las exportaciones totales que realiza el país como se observa en el gráfico N° 4, este índice importante comienza desde el año 2005 con 39 por ciento de las exportaciones totales, periodo que comienza la nacionalización de los hidrocarburos en Bolivia, ya que antes de este periodo desde 1996 hasta el año 2000 las exportaciones de gas natural representaba el 10 por ciento de las exportaciones

totales y en los años 2001 al 2004 se denota un crecimiento no muy significativo del 18 por ciento al 29 por ciento, pero desde el 2005 se da un punto de inflexión de crecimiento sostenido como se mencionó anteriormente.

**Gráfico N° 4**



**Fuente:** UDAPE

- i) A partir de 2003 se consideran exportaciones a Argentina y Brasil.
- ii) Los precios a partir de 2003 son precios ponderado de los contratos de Exportación a Brasil y Argentina.
- (p) Preliminar

### 3.2 Renta Petrolera

Ahora el incremento que se dio en las exportaciones de gas natural generó Ingresos<sup>37</sup> para el Estado más concretamente para el Tesoro General de la Nación (TGN), estos ingresos son la Renta Petrolera generadas por la producción y comercialización de los hidrocarburos. Analizando la composición de la renta petrolera, se observa que también sufre cambios después de la nacionalización de los hidrocarburos, consecuencia de la implementación de medidas, mediante leyes y normas, como ser la Ley N° 3058 de Hidrocarburos; en el periodo de 1996 y 2005 la captación y distribución de la Renta Petrolera era 18 por ciento para Regalías<sup>38</sup>, 47 por ciento para utilidades de las empresas, 20 por ciento para CAPEX<sup>39</sup> de las empresas, y 15 por ciento para el OPEX<sup>40</sup> de las empresas; en el periodo actual desde el año 2006, la captación y distribución de la Renta Petrolera es de 50 por ciento para Regalías, 15 por ciento para utilidades de las empresas privadas y YPFB, 20 por ciento para CAPEX de las empresas, y 15 por ciento para el OPEX de las empresas, esto se aprecia mejor en el siguiente gráfico N° 5.

---

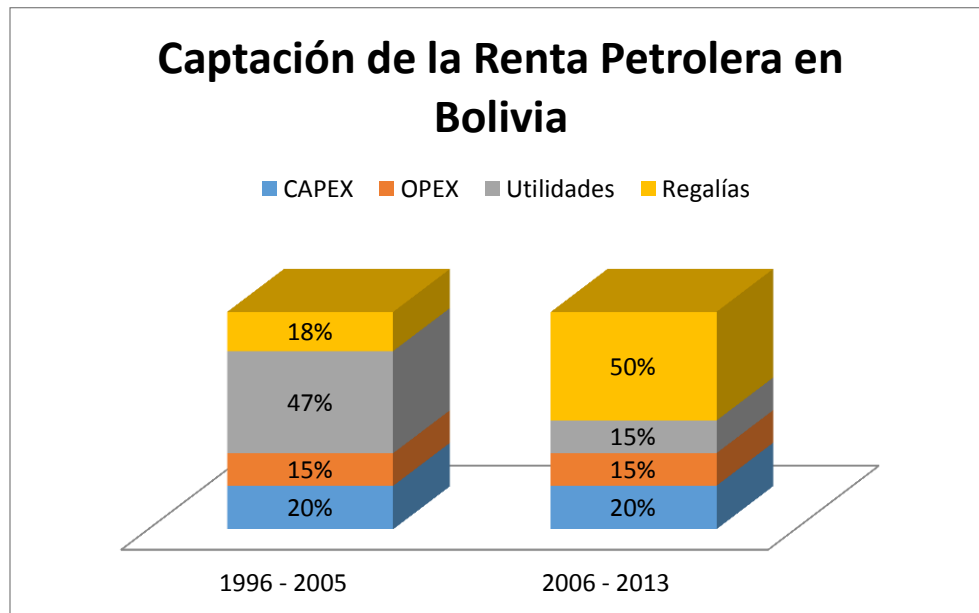
<sup>37</sup> Entendiendo por Ingreso a todos aquellos recursos que obtienen los individuos, sociedades o gobiernos por el uso de riqueza, trabajo humano, o cualquier otro motivo que incremente su patrimonio. En el caso del Sector Público, son los provenientes de los impuestos, derechos, productos, aprovechamientos, financiamientos internos y externos; así como de la venta de bienes y servicios del Sector Paraestatal <http://www.sitiosespana.com/diccionarios/ECONOMIA/i.htm>

<sup>38</sup> Regalía en este caso petrolera es la contraprestación pagada por las compañías extractivas del sector petrolero al Estado por la explotación de los recursos hidrocarburíferos del territorio nacional. Dicha regalía es determinada y recaudada por YPFB.

<sup>39</sup> CAPEX"o inversión, se refieren exclusivamente a los costos iniciales de desarrollar un producto o un sistema productivo; en el caso del sector Petrolero y de acuerdo a la normativa boliviana, CAPEX son los desembolsos efectuados por cualquier compañía del sector en las fases de prospección, adquisición de derechos legales para la exploración y desarrollo de campos, y la producción y/o explotación de hidrocarburos.

<sup>40</sup> OPEX"o gasto, se refieren a los costos operativos y/o administrativos incurridos en el curso de la producción, operación o mantenimiento de la actividad; en el caso del sector Petrolero y de acuerdo a la normativa boliviana, OPEX son los costos de extracción de petróleo o gas hasta la superficie, los costos de tratamiento, procesamiento y almacenamiento en el campo, y los gastos administrativos.

Gráfico N° 5



**Fuente:** Ley N° 1689 de 30 de abril de 1996 y Ley N° 3058 de 17 de mayo de 2005, ambas de hidrocarburos.

Como se puede ver el incremento sustancial se da en las regalías ya que a partir de la Ley N° 3058, estas llegan al 50 por ciento de las rentas petroleras, gracias a la implementación del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), el artículo 53 de la Ley No. 3058 ya mencionada, crea el IDH que se aplica en todo el territorio nacional a la producción de hidrocarburos en boca de pozo, medido y pagado como las regalías aplicándose sobre el total de los volúmenes de hidrocarburos producidos. La alícuota del IDH es del treinta y dos por ciento del total de la producción de hidrocarburos medida en el punto de fiscalización, se aplica de manera directa no progresiva sobre el cien por ciento de los volúmenes de hidrocarburos medidos en el punto de fiscalización.

En este sentido, la implementación de la norma pretende que la sumatoria de los ingresos establecidos del dieciocho por ciento por regalías y del treinta y dos por ciento del IDH, no sea en ningún caso menor al cincuenta por ciento del valor de la producción de los hidrocarburos a favor del Estado, a precios efectivamente pagados en el mercado interno y exportaciones.

También cabe resaltar que antes de la implementación de esta medida, las regalías eran el 18 por ciento, distribuidas en 11 por ciento para los Departamentos productores de hidrocarburos, 1 por ciento para regalías Complementarias y 6 por ciento para la participación de YPF, actualmente con la implementación de la norma ya menciona, este 6 por ciento de la regalías que era para YPF ahora es para el TGN.

Otra fuente de renta interna que genera el sector hidrocarburífero es el Impuesto Especial a los Hidrocarburos y Derivados (IEHD) cuyo “propósito es gravar la comercialización de hidrocarburos y sus derivados en el mercado interno, producidos internamente o importados”<sup>41</sup>. Los productos incluidos son la gasolina premium, gasolina especial, gasóleo, diesel oíl, aceites lubricantes (automotrices e industriales) y las grasas lubricantes, habiéndose creado porque antes de la privatización de YPF existían transferencias al TGN por la venta de hidrocarburos, lo que no sucede luego de la capitalización, motivo por el que se hace necesario compensar estos ingresos.

En lo que respecta a las regalías, participación al TGN e IDH, institucionalmente el Ministerio de Hidrocarburos y Energía realiza el seguimiento y control de los cálculos por concepto de Regalías, Participación al TGN e IDH, sobre el 50% de los ingresos obtenidos por la producción de los hidrocarburos, a través de la verificación de las variables de producción, precios, tarifas, asignaciones y documentación de respaldo de la producción y comercialización de los hidrocarburos.

Por otro lado, a fin de efectuar un control y seguimiento a YPF como único comercializador de los hidrocarburos en el mercado interno y externo, El Ministerio de Hidrocarburos y Energía desarrolló mecanismos de verificación del balance volumétrico – energético de hidrocarburos, desde la producción, siguiendo con el transporte hasta la comercialización en su primera etapa, información que es base

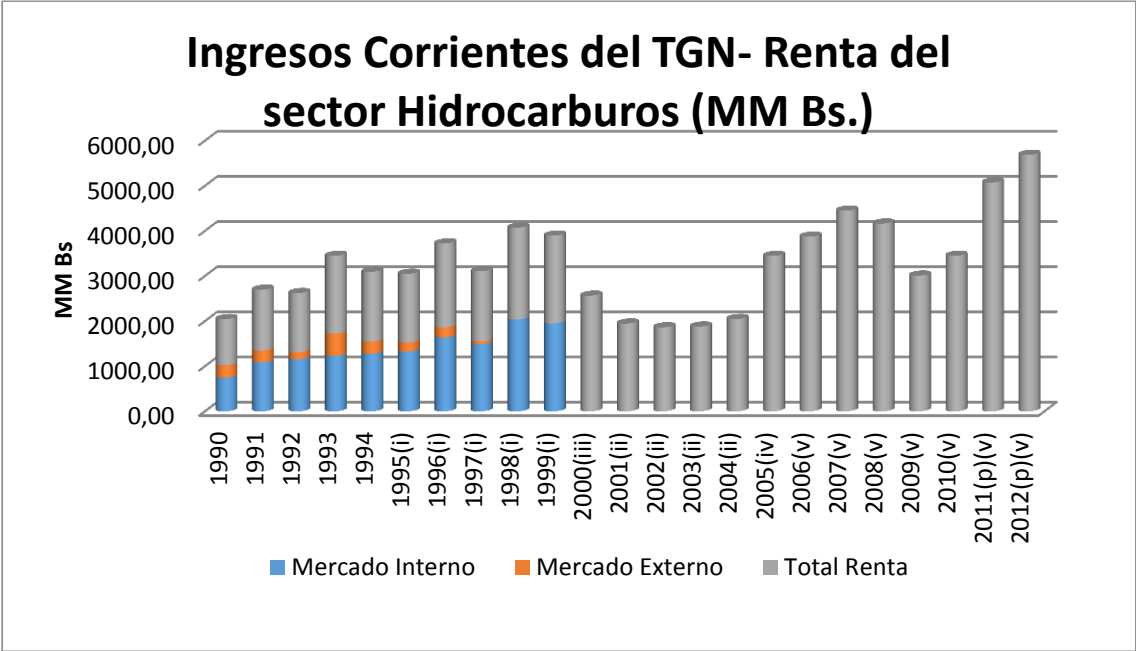
---

<sup>41</sup> Villegas Quiroga Carlos, Privatización de la industria petrolera en Bolivia, CIDES – UMSA, 3ra. Edición, 2004, Pág. 181.

para la asignación por campo y mercado. Para ello, se emitió la Resolución Ministerial N° 362 de 5 de septiembre de 2011, que establece los formatos e instructivos para el llenado y presentación del informe de entregas y asignación de hidrocarburos y variables de valoración aplicables a fin de estructurar y operativizar el proceso de control en el sistema de Regalías y Participación al TGN.

Analizando la evolución de los ingresos corrientes que capta el TGN se observa que en el año 2002, experimenta una caída notoria en el valor de renta petrolera como se muestra en el grafico N° 6, la causa principal de esta caída se debe, a una reducción del precio del petróleo en el mercado internacional. Dicho precio, en 2001, cayó de 24,16 a 23,3 dólares el barril como se observa en el cuadro N° 6, provocando también una baja en los precios del gas natural porque, como se analizó anteriormente, su precio depende del comportamiento de la cotización internacional de la “canasta” de los tres Fuel Oil en especial.

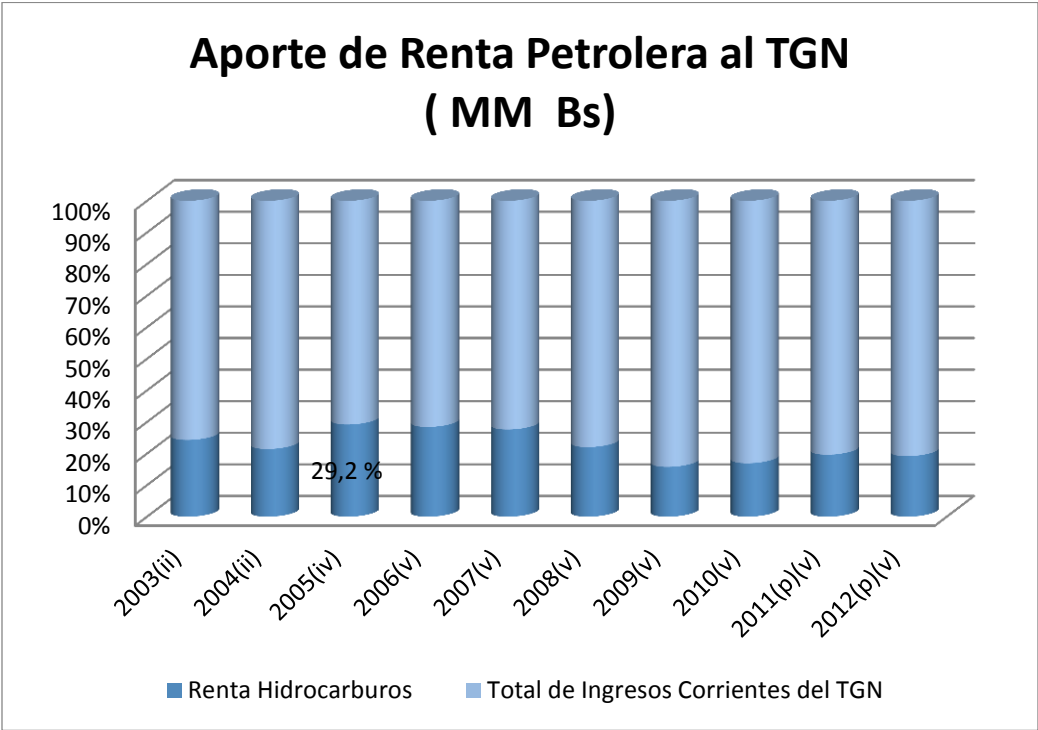
**Grafico N° 6**



(p) Preliminar.  
 (i) Transferencia Hidrocarburo.  
 (ii) Producción, 6% Producción YPFB, Patentes Petroleras y IEHD.  
 (iii) Producción, Comercialización, 6% Producción YPFB, Patentes Petroleras y IEHD.  
 (iv) Producción, 6% Producción de YPFB, Patentes Petroleras, IEHD e Impuestos Directos a los Hidrocarburos.  
 (v) 6% Producción de YPFB, Patentes Petroleras, IEHD e Impuestos Directos a los Hidrocarburos.  
**Fuente:** Ministerio de Economía y Finanzas Pública, Viceministerio Tesoro y Cuentas Públicas.

En el periodo de 1996 – 2005 un componente, el IEHD aportó al total de los Ingresos Corrientes que percibe el TGN de manera importante, llegando el año 2000 a 2.563 Millones de bolivianos como se observa en el grafico N° 6 y desde el 2006 el IDH es otro componente relevante en el crecimiento de los Ingresos Corrientes del TGN, además de los ingresos percibidos por Patentes Petroleras y el 6% de la Producción de YPFB, llegando aportar la Renta Petrolera al TGN 3.444 Millones de Bolivianos el 2005 (ver el grafico N° 6), constituyendo en 29,2 por ciento de los Ingresos Corrientes que percibe el Tesoro General de la Nación como se observa en el grafico N° 7.

**Grafico N° 7**



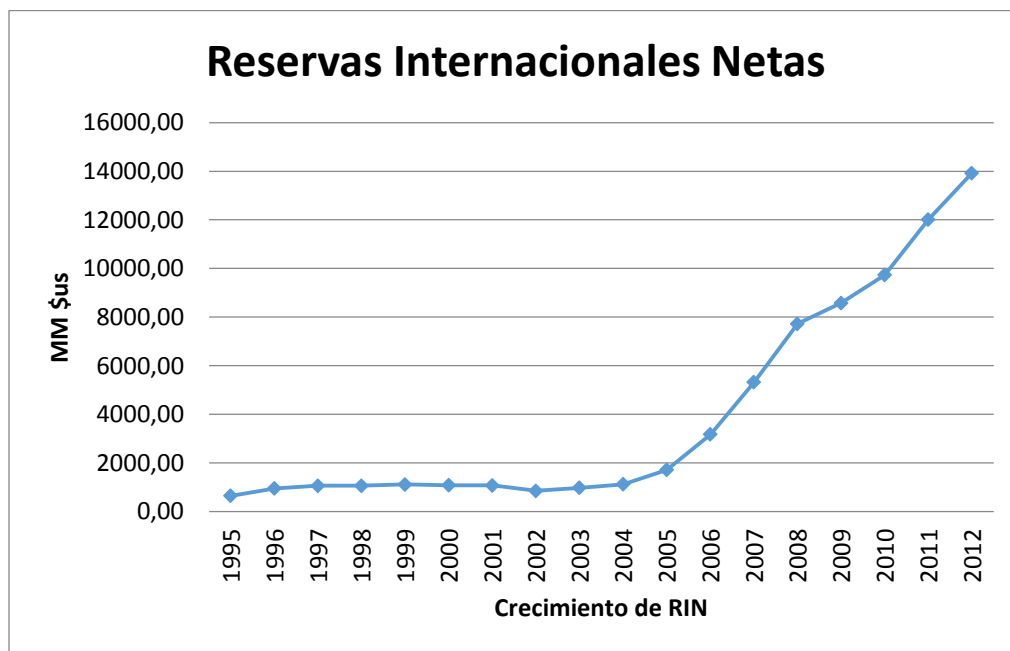
(p) Preliminar.  
(ii) Producción, 6% Producción YPFB, Patentes Petroleras y IEHD.  
(iii) Producción, Comercialización, 6% Producción YPFB, Patentes Petroleras y IEHD.  
(iv) Producción, 6% Producción de YPFB, Patentes Petroleras, IEHD e Impuestos Directos a los Hidrocarburos.  
(v) 6% Producción de YPFB, Patentes Petroleras, IEHD e Impuestos Directos a los Hidrocarburos.  
**Fuente:** Ministerio de Economía y Finanzas Pública, Viceministerio Tesoro y Cuentas Públicas.



### 3.3 Evolución de las Reservas Internacionales Netas en Bolivia

El crecimiento de las exportaciones de gas natural, que se dio, además de generar la renta petrolera que percibe el TGN, se traduce en ingresos de divisas para el país, por la venta de este energético a los mercados de Brasil y Argentina, por lo cual estas divisas es parte importante de los activos que componen las Reservas Internacionales que administra el Banco Central de Bolivia, ya que aporta en el incremento y acumulación de las Reservas Internacionales Netas del país.

Grafico N° 8

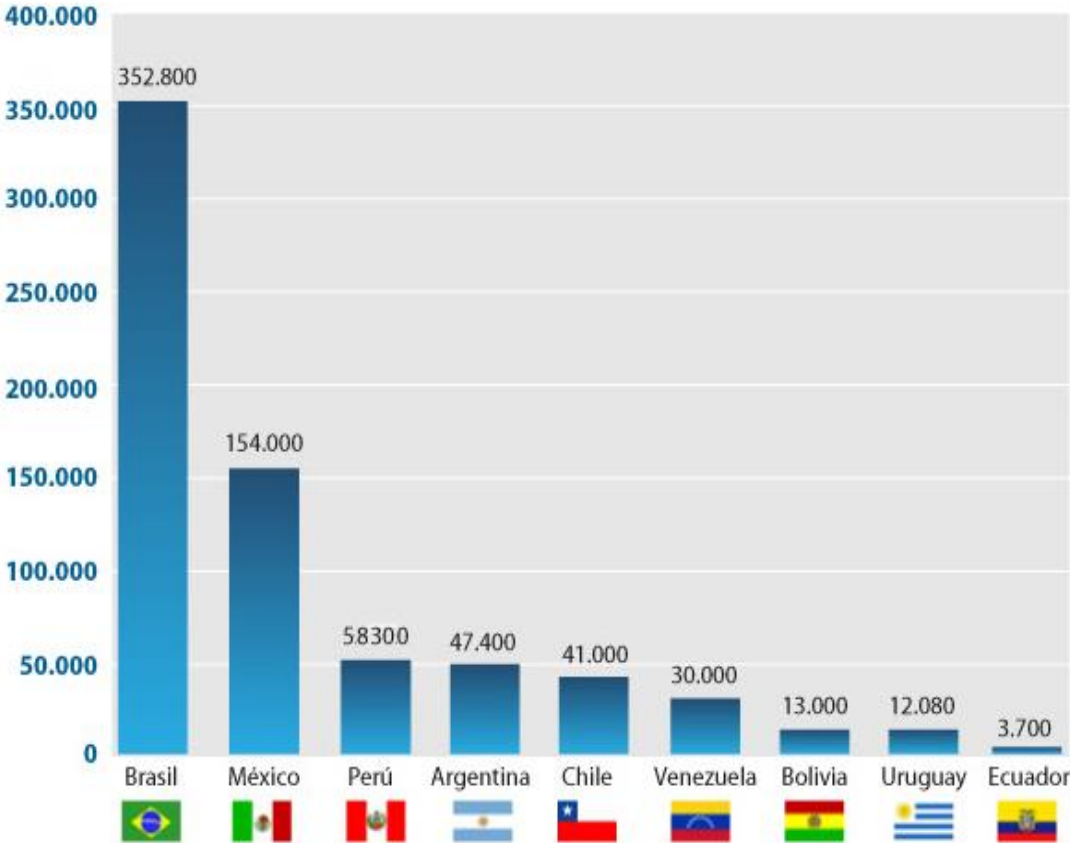


Fuente: Banco Central de Bolivia y Ministerio de Economía y Finanzas Públicas.

Las reservas internacionales netas crecieron de manera considerable a partir del año 2005, el comportamiento de las reservas había sido relativamente constante años previos como se observa en el gráfico N° 8. La tendencia creciente en el nivel de reservas se muestra a partir del año 1993 hasta el año 2001, el año 2002 el monto de reservas se redujo, los siguientes dos años se mantuvo constante. Sin embargo, fue a partir de 2005 que las reservas aumentaron de tal manera que en solo cinco años han crecido en un 353 por ciento.

El 2005 las reservas aumentaron en 52 por ciento con respecto al año anterior, pero fue en 2006 cuando las reservas mostraron un crecimiento aún mayor de 64 por ciento el más alto durante todo este periodo de auge. Años posteriores la variación no fue tan acentuada, si bien las reservas mantuvieron la tendencia, el crecimiento en 2010 fue tan solo de 11 por ciento en relación a 2009. En comparación con otros países latinoamericanos, Bolivia mostró el índice de crecimiento más alto de la región y ocupa el séptimo lugar en acumulación de reservas como se observa en el siguiente gráfico N° 9.

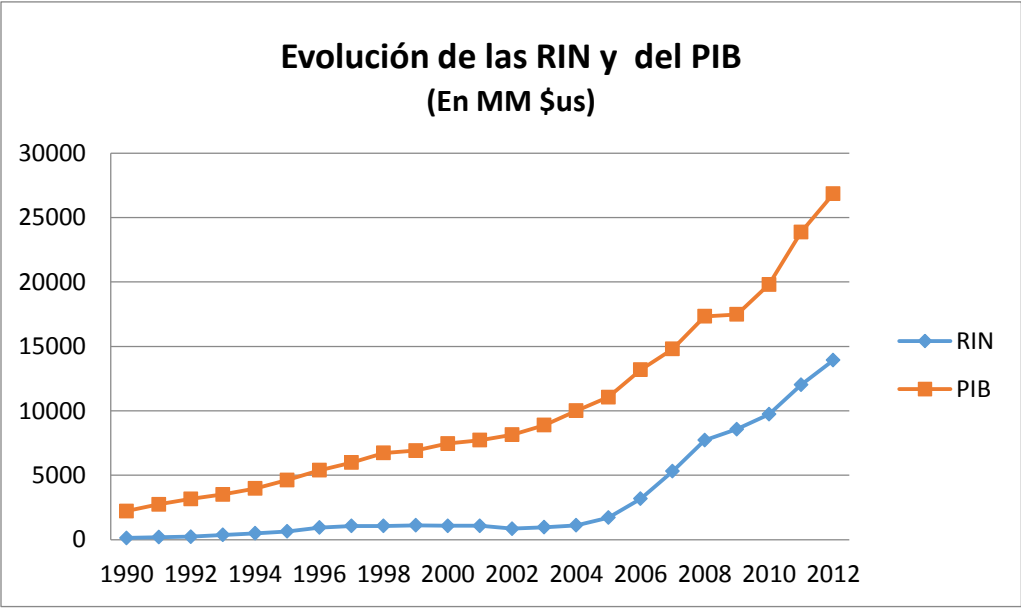
**Gráfico N° 9**  
**Reservas Internacionales en América Latina**  
**(En millones de dólares)**



**Fuente:** America-Infobae.com, en base a datos de Bancos Centrales.

Analizando el Nivel de Reservas internacionales en relación al Producto Interno Bruto (PIB), se observa que las reservas internacionales al igual que el PIB han ido sufriendo cambios importantes como se puede apreciar en el gráfico N° 10. Si bien las reservas crecieron a partir de 2005 el PIB también lo hizo a partir de ese año, y se duplicó en cinco años, claro que se debe observar que el crecimiento de éste no fue en la misma proporción de las reservas.

**Gráfico N° 10**



**Fuente:** Banco Central de Bolivia y Ministerio de Economía y Finanzas Públicas

En Bolivia las reservas siempre han representado una pequeña parte del PIB, en la década de los 90's, esta relación alcanzaba en promedio tan solo al 9 por ciento. A comienzos de siglo esta razón era del 14 por ciento, sin embargo en el año 2002 cayó y se estableció en 10 por ciento, para volver a recuperarse a partir del año 2004, durante los siguientes cuatro años esta razón creció de 15 a 44 por ciento, y se mantuvo constante en los años posteriores en 49 por ciento y llegando al record de 51 por ciento las Reservas Internacionales Netas como porcentaje del PIB el año 2012 como se observa en el cuadro N° 7.

**Cuadro N° 7**  
**Reservas Internacionales Netas del BCB y PIB a precios corrientes**  
**(En Millones de dólares)**

Año	RIN	PIB	RIN / PIB %
1996	950,80	5393,25	17,63
1997	1066,00	5983,33	17,82
1998	1063,40	6727,30	15,81
1999	1113,60	6918,97	16,09
2000	1084,80	7461,06	14,54
2001	1077,40	7728,45	13,94
2002	853,80	8143,97	10,48
2003	975,80	8894,25	10,97
2004	1123,30	10003,74	11,23
2005	1714,40	11066,67	15,49
2006	3177,70	13182,18	24,11
2007	5319,20	14800,14	35,94
2008	7722,00	17341,09	44,53
2009	8580,00	17489,51	49,06
2010	9730,00	19809,77	49,12
2011	12018,50	23869,40	50,35
2012	13926,70	26840,95	51,89

Fuente: Banco Central de Bolivia y Ministerio de Economía y Finanzas Públicas

### 3.4. Incremento de la Solvencia – País reflejada en las RIN.

El nivel de acumulación de Reservas Internacionales alcanzado hasta ahora, trae consigo aspectos económicos, como ser la fortaleza económica, que significa estar preparado el país frente a externalidades o contingencias que se pudieran presentar.

Así mismo, el nivel alcanzado de las reservas internacionales netas, que es alto de 13.926,70 millones de dólares americanos el año 2012, se podría utilizar en la cancelación de los compromisos de deuda pública interna como deuda externa,

también se podría utilizar en la conformación de Fondos de Estabilización<sup>42</sup> con el fin de destinarlos a infraestructura o procesos productivos, el objetivo de estos fondos sería reducir el impacto de la volatilidad de los ingresos procedentes de las exportaciones de gas natural, como también reducir el impacto en el crecimiento económico y en las cuentas públicas. En el año 2002 se realiza precisamente un trabajo para contrarrestar la volatilidad proveniente de las exportaciones de gas natural al Brasil, con la conformación de un fondo de estabilización en Bolivia. El efecto de la volatilidad del precio del petróleo en la economía boliviana es evaluado con un modelo de Equilibrio General Computable<sup>43</sup> y se analizan las ventajas y desventajas de un Fondo de Estabilización.

La acumulación de las Reservas Internacionales alcanzadas es positiva para la economía del país, ya que es un indicador de la Solvencia del país, que sirve como garantía y demuestra que el Estado está en capacidad de cumplir con los compromisos asociados al comercio exterior, asociado a la cuenta capital y puede honrar las obligaciones existentes y futuras. Además estas reservas dan a la economía liquidez, seguridad para hacer frente a Shocks externos, da rentabilidad (invirtiéndolos) y son útiles para intervenir en los mercados cambiarios y evitar volatilidad excesiva.

Por último analizando los Rating de calificación de solvencia de la deuda de países, donde el rating es una calificación de la solvencia de una empresa o un país para hacer frente a sus obligaciones, es decir su capacidad de pago, la calificación del rating de una compañía o país suele realizar una empresa especializada denominada agencia de rating, que valora las emisiones de deuda de una entidad según su capacidad de pago en diferentes plazos de tiempo, su

---

<sup>42</sup> Los Fondos de Estabilización son mecanismos compensatorios que permiten ahorrar los ingresos transitorios y abundantes durante los períodos de auge y luego utilizarlos para financiar los gastos en tiempos de crisis.

<sup>43</sup> Andersen Lykke E. y Faris Robert, Reducción de la Volatilidad Proveniente de la Exportación de Gas Natural: ¿Es un Fondo de Estabilización la Respuesta?, Proyecto Andino de Competitividad CAF, 2002, Pág. 13.

solvencia financiera y la vulnerabilidad que tiene la entidad o país ante posibles riesgos externos que afecten a sus futuros flujos de ingresos o al valor de sus activos. El rating que obtiene una empresa o un país afectará al coste financiero (tipos de interés) a los que podrá colocar sus emisiones de deuda a los inversores. A menor calificación los inversores exigirán unos tipos de interés sobre la deuda más elevados con tal de cubrir sus riesgos.

Hay un sin número de agencias de rating en el mundo, sin embargo el sector está controlado por tres grandes empresas que dominan aproximadamente el 90% del mercado formando oligopolio. El mercado de calificación de solvencia está dominado por tres agencias de rating:

- **Standard & Poor's**, es una filial del grupo editorial que cotiza en Bolsa, McGraw-Hill.
- **Moody's** es un componente esencial de los mercados mundiales de capital, proporcionando calificaciones crediticias<sup>44</sup>, investigación, herramientas y análisis que contribuyen a los mercados financieros transparentes e integrados. Moodys Corporation (NYSE: MCO) es la sociedad matriz de Moody 's Investors, que proporciona calificaciones crediticias y los instrumentos y títulos de deuda de investigación.
- **Fitch**, es una filial de Fimalac, una compañía francesa que cotiza en Bolsa.

En esta clasificación de solvencia país, según el rating publicado por Tucapital.es página web informativa sobre finanzas, Bolivia ocupa el puesto 54 considerado como estable y calificada por las tres agencias de rating de la siguiente manera, que se detalla en el siguiente cuadro N° 8.

---

<sup>44</sup> [www.moodys.com](http://www.moodys.com)

**Cuadro N° 8**  
**Rating calificación de Solvencia País de Bolivia**

Puesto	País	Fitch Largo Plazo	Fitch Corto Plazo	Moody's Largo Plazo	Standard & Poor's
54	Bolivia	B+	B	Ba3	B+

Fuente: Tucapital.es

Donde:

**B** = Capacidad muy justa para hacer frente a sus obligaciones y hay que vigilar a su evolución ya que podría tener problema.

**Ba3** = Calidad de crédito cuestionable.

**+** = Gran solvencia.

Como se puede observar las agencias de rating Fitch y Standard & Poor's, califican a Bolivia con "+" que denota una Gran solvencia, explicada por entre muchos aspectos, por el nivel de acumulación de reservas internacionales alcanzadas que representa el 51 por ciento del PIB en la gestión 2012 (ver cuadro N° 7).

### 3.5 Perspectivas del negocio futuro de Hidrocarburos

El proceso de nacionalización de hidrocarburos se inicia con el referéndum del 18 de julio de 2004, donde el pueblo boliviano decidió nacionalizar este energético y que se plasma esta decisión en la Ley N° 3028 de 17 de mayo de 2005, pero la nacionalización se inicia específicamente con la implementación del Decreto Supremo N° 28701 de 1° de mayo de 2006, donde se nacionalizan las empresas estratégicas de hidrocarburos que estaban en manos de empresas privadas. Todas estas medidas se convierten en políticas nacionales sobre materia hidrocarburífera reflejadas en la Constitución Política del Estado de 7 de febrero de 2009, estas políticas establecen los lineamientos y planificación estatal plasmadas en las políticas y objetivos del Plan Nacional de Desarrollo (PND) aprobado por el Decreto Supremo N° 29272 de 12 de septiembre de 2007, que

representa las líneas estratégicas de mediano y largo plazo que deben seguir las instituciones públicas, privadas y comunitarias.

Los principales lineamientos a seguir son:

- \* Las políticas de recuperar y consolidar la propiedad y el control de los hidrocarburos con sus respectivas estrategias.
- \* Las políticas de exploración, explotación e incremento del potencial hidrocarburífero nacional, con sus estrategias de desarrollar, incrementar y cuantificar las reservas hidrocarburíferas y desarrollar nuevos campos hidrocarburíferos.
- \* Industrializar los recursos hidrocarburíferos para generar valor agregado que beneficie al país, con su estrategia de industrialización del gas natural que se produce actualmente y lo que se va a producir.
- \* Las políticas de garantizar la seguridad energética nacional.

En base de estas políticas y estrategias se elabora el Plan Estratégico de YPFB Corporación (PEC) 2011 – 2015, el mismo que define el camino a seguir de YPFB estableciendo estrategias y metas para un quinquenio articulando con las políticas del PND, donde apuntalan estrategias, proyectos e inversión para el desarrollo de Upstream y Downstream del proceso hidrocarburífero para incrementar el negocio de este energético fósil en el futuro.

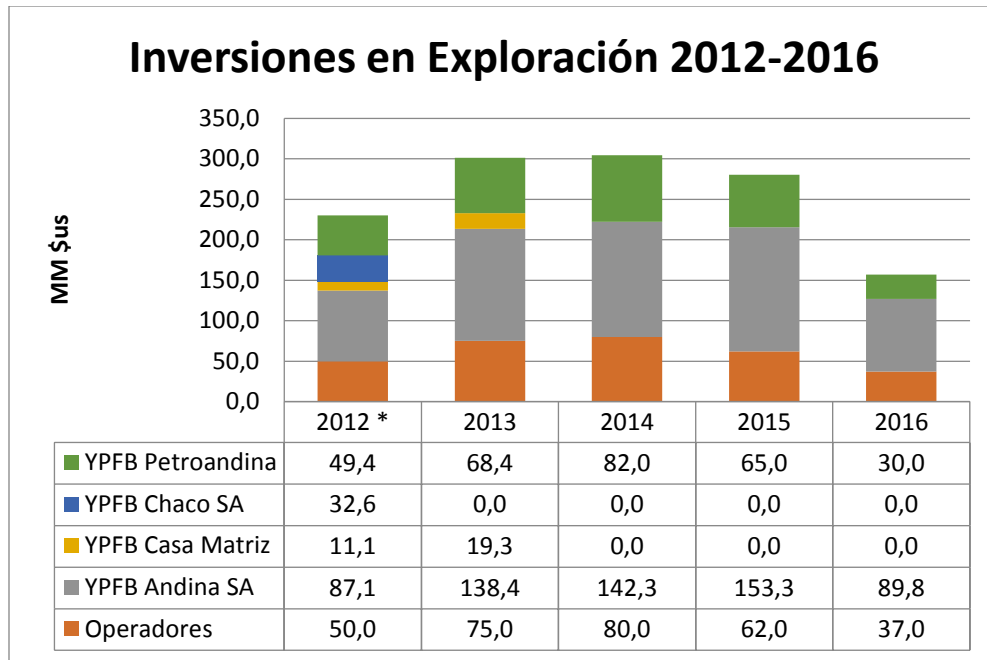
Las inversiones previstas en la exploración de yacimientos hidrocarburíferos por parte de YPFB y por las empresas subsidiarias, están estimadas en 1.272,7 Millones<sup>45</sup> de dólares entre 2012 a 2016, en el año 2012 de 230,2 MM \$us, en el año 2013 de 301,1 MM \$us, en el año 2014 de 304,3 MM \$us, en el año 2015 de 280,3 MM \$us y en el año 2016 de 156,8 MM \$us, inversiones que se detallan por empresas en el siguiente gráfico N° 11.

---

<sup>45</sup> YPFB, Plan de Inversión 2012 – 2016, pág. 51.



Grafico N° 11



**Fuente:** YPFB (PTP's aprobados Gestión 2012, YPFB Chaco, YPFB Andina, GNEE y GERH).

\* La inversión aprobada en el Programa de Inversiones 2012 para exploración es de \$us. 232,6 MM. Considerando los PTPs Aprobados, alcanza a \$us 230,2 MM.

En cuanto a la inversión en la producción de hidrocarburos durante el periodo 2012 – 2016 serán destinados al desarrollo de los megacampos hidrocarburíferos de Margarita – Huacaya, Itau, San Alberto, Sábalo y otros; y estas inversiones hacendarán a 2.860,3 Millones de dólares americanos.<sup>46</sup>

Y con respecto a la inversión en la industrialización de hidrocarburos en el periodo 2012 – 2016, se realizará en la industrialización del gas natural, en los proyectos de Amoniaco – Urea y Etileno – Polietileno, la inversión estimada en ambos proyectos ascienden a 2.860 Millones de dólares americanos<sup>47</sup>, cabe mencionar que se están implementando otros proyectos de separación de líquidos que también representa fuerte inversión. Estos proyectos están financiados por el Banco Central de Bolivia autorizado por el Órgano Legislativo Plurinacional.

<sup>46</sup> Ibid., Pág. 61.

<sup>47</sup> Ibid., Pág. 106.

### 3.6 Modelo Econométrico

Para demostrar que la nacionalización de los hidrocarburos ha permitido consolidar un flujo continuo de divisas y que se refleja en la acumulación de las Reservas Internacionales Netas RIN, se construirá un modelo econométrico cuya variable dependiente sea las RIN y la variable independiente estará representada por una Variable Dicotómica Dummy, variable artificial que indica la presencia o ausencia de una cualidad o atributo como ser algún cambio político que pudiere generarse en un gobierno. Una manera de cuantificar tales atributos, como ya se indicó es mediante variables artificiales que toman los valores 0 o 1, donde 1 indica la presencia de ese atributo y 0 su ausencia<sup>48</sup>.

El citado modelo es el siguiente:

$$RIN_t = C + \beta DUMMY_t + V_t$$

Dónde:  $V_t$  es el termino aleatorio del modelo econométrico lineal que representa a las restantes variables que tienen efecto sobre el comportamiento de la variable dependiente  $RIN_t$ ; que serían básicamente las exportaciones de gas natural al Brasil y a la Argentina; con lo cual el modelo econométrico lineal resultaría:

$$RIN_t = \beta_0 + \beta_1 EXPORT_t + \beta_2 DUMMY_t + V_t$$

Sin embargo, en el presente trabajo de investigación se trata de medir el efecto o impacto de la decisión de nacionalizar los hidrocarburos, para cuyo propósito se utiliza solo el primer modelo.

Para este modelo econométrico planteado la variable artificial dicotómica Dummy, cuantificara la medida tomada por el gobierno de nacionalizar los hidrocarburos, en tal sentido se tomará el siguiente criterio:

---

<sup>48</sup> Gujarati Damodar N. y Porter Dawn C., *Econometría*, 5ta. Edición, Editorial McGraw Hill, 2010, pág. 277.

## Variable DUMMY

0 = Sin Nacionalización de Hidrocarburos

1 = Con Nacionalización de Hidrocarburos

Los datos de entrada para el modelo son los siguientes:

**Cuadro N° 9**  
**Datos de Entrada**

Observaciones	DUMMY	RIN Millones de \$us.
1990	0	132
1991	0	200
1992	0	233
1993	0	371
1994	0	502
1995	0	650
1996	0	951
1997	0	1066
1998	0	1063
1999	0	1114
2000	0	1085
2001	0	1077
2002	0	854
2003	0	976
2004	0	1123
2005	0	1714
2006	0	3178
2007	1	5319
2008	1	7722
2009	1	8580
2010	1	9730
2011	1	12019
2012	1	13927

## Modelo Estimado

Dependent Variable: RIN  
Method: Least Squares  
Date: 06/07/14 Time: 15:57  
Sample (adjusted): 1991 2012  
Included observations: 22 after adjustments  
Convergence achieved after 13 iterations

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-347.1489	739.7852	-0.469256	0.6442
DUMMY	1281.853	484.1167	2.647819	0.0159
AR(1)	1.205514	0.038404	31.39020	0.0000
R-squared	0.986716	Mean dependent var		3338.818
Adjusted R-squared	0.985318	S.D. dependent var		4214.568
S.E. of regression	510.6849	Akaike info criterion		15.43551
Sum squared resid	4955182.	Schwarz criterion		15.58428
Log likelihood	-166.7906	Hannan-Quinn criter.		15.47055
F-statistic	705.6373	Durbin-Watson stat		1.908292
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted AR Roots	1.21			
	Estimated AR process is nonstationary			

## Coefficiente de Determinación

El objetivo principal del análisis de regresión es proyectar el valor de la variable dependiente conociendo o suponiendo valores conocidos para la variable independiente. La confiabilidad de las proyecciones está dada por la confiabilidad de la ecuación, la cual se mide a través del coeficiente de determinación y de los errores de los coeficientes de regresión. El coeficiente de determinación ( $R^2$ ) indica qué tanto se ajusta la línea de regresión a los datos.

A medida que el  $R^2$  se acerca a 1, la ecuación de regresión es más confiable. En el modelo estimado el  $R^2$  es igual a 0,98, es decir, que las variables incluidas en el modelo explican el 98% de la variación de la variable explicada RIN.

## Prueba T de Student para los Coeficientes individualmente

La segunda fila prueba la hipótesis

$$H_0 : \beta_1 = 0$$

$$H_1 : \beta_1 \neq 0$$

De la cual se concluye que el coeficiente de regresión  $\beta_1$  es significativamente diferente de cero y por tanto la variable DUMMY contribuye significativamente al modelo.

### **Prueba de FISHER para la significancia global del modelo**

La prueba estadística “F” de Fisher puede medir la significancia global del modelo es decir que el modelo de regresión múltiple es estadísticamente significativo.

El estadístico evalúa la probabilidad de que todos los coeficientes en conjunto son iguales a cero frente a la alternativa de que todos en conjunto son diferentes de cero. En el modelo el F de Fisher, indica que la probabilidad de que los coeficientes sean iguales es cero es prácticamente nula.

### **Estadístico de DURBIN-WATSON**

El estadístico de Durbin-Watson, es una estadística de prueba que se utiliza para detectar la presencia de autocorrelación (una relación entre los valores separados el uno del otro por un intervalo de tiempo dado) en los residuos (errores de predicción) de un análisis de la regresión.

Puesto que  $d$  es aproximadamente igual a  $2(1 - r)$ , donde  $r$  es la autocorrelación de la muestra de los residuos, 1 un Durbin Watson  $d = 2$  indica que no hay autocorrelación. En el modelo estimado el DW es igual a 1,9 muy próximo a 2, por lo que se concluye que no hay autocorrelación de los residuos.

### **Autocorrelación**

Un supuesto importante del modelo lineal es que no existe autocorrelación o serial entre las observaciones que entren en la ecuación. La existencia de este

fenómeno invalida las pruebas T y F para evaluar la significancia del modelo. Inicialmente se evidenció la presencia de correlación serial, la misma que fue corregida mediante la introducción de un término ar(1).

### Ecuación Estimada

$$Y = C + \beta X$$

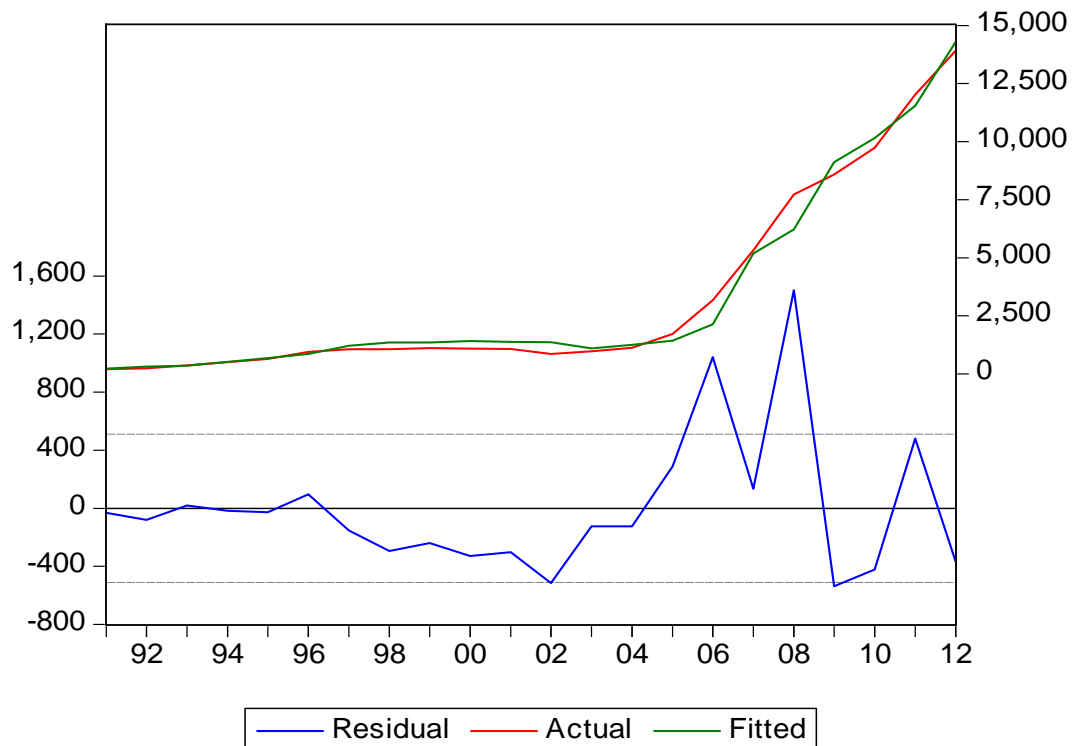
$$RIN = C + \beta * DUMMY$$

$$RIN = -347.1489 + 1281.853 DUMMY$$

$$RIN = -347.148940862 + 1281.8534847 * DUMMY + [AR(1)=1.20551422486]$$

Gráfico N° 12

Grafica de la Regresión Estimada



Al evidenciarse la significancia de la variable Dummy se demuestra que la tasa de crecimiento (pendiente) de las RIN (variable dependiente) es diferente en los dos periodos, es decir, que la nacionalización definitivamente ha influido en el incremento de las RIN y por tanto en la solvencia del país.

## **4. CONCLUSIONES**

### **4.1 Conclusión general.**

La voluntad del pueblo boliviano expresada en un referéndum y la medida adoptada por el gobierno de nacionalizar los hidrocarburos que estaban en poder de empresas transnacionales, tuvo un evidente impacto positivo en la economía boliviana, reflejado en un crecimiento promedio de 4,7 por ciento del PIB entre 2005 - 2012, como consecuencia de tener variables macroeconómicas estables y favorables y gracias a la exportación del gas natural, a través de la venta de este energético a los mercados de Brasil y Argentina. Asimismo, este crecimiento de la exportación del combustible fósil genera primero renta petrolera que significa ingreso corriente para el Tesoro General de la Nación y en segundo lugar genera ingresos de divisas al país, divisas que es un activo importante de las reservas internacionales que administra el Banco Central de Bolivia, por lo cual este ingreso de divisas engrosa la acumulación de las reservas internacionales, repercutiendo en la solvencia del país, llegando a tener una calificación por parte de instituciones especializadas, de país con Gran Solvencia, para hacer frente a eventualidades y contingencias futuras y a obligaciones contraídas de deuda pública.

### **4.2. Conclusiones específicas.**

En la cadena productiva hidrocarburífera compuesta por el Upstream (exploración y explotación) y Downstream (producción, transporte, almacenamiento y comercialización) del sector hidrocarburos del país, se observa que en la exploración de reservorios hidrocarburíferos particularmente de reservorios gasíferos se tiene certificados al 31 de diciembre de 2009 por la compañía Ryder Scott, de 9,94 TCF de reservas probadas, 13,65 TCF probadas más probables y 19,92 TCF de reservas probadas, probables y posibles. En lo que respecta a la comercialización de volúmenes de gas natural observamos que durante el periodo 2001 – 2005 se comercializo 108,67 15 y durante el periodo 2006 -2012 se



comercializo 277,02 MMm<sup>3</sup>/día, lo que significa que en este último periodo se comercializo un 155 por ciento más que el periodo anterior, por lo tanto se vendió más gas natural en especial al mercado argentino.

Efectivamente el año 2012 la exportación de gas natural represento un 49% de las exportaciones totales que realiza el país, un porcentaje considerable denotando un crecimiento sostenido desde el año 2005.

Este crecimiento sostenido de las exportaciones de gas natural en términos de valor, es explicado por la actual estructura de definición de precios del gas, establecidos en los contratos de compraventa de gas natural firmados por las empresas petroleras estatales de Argentina, Brasil y Bolivia, ya que entre los dos componentes del Precio del Gas (PG) que aparecen en las fórmulas de cálculo, el Precio Base denominado P(i) y el precio de los Fuel Oil (FO1, FO2, FO3 y DO). Este último precio es determinante porque está sujeto a las fluctuaciones del mercado internacional y más específicamente por las fluctuaciones del precio internacional del petróleo y que este precio tiene una tendencia de volatilidad, favoreciendo en la determinación del precio de exportación de nuestro gas natural. Esta situación favorecía anteriormente a las empresas privadas capitalizadas, pero ahora con la nacionalización de YPF y sus empresas subsidiarias, el Estado es quien se favorece con el crecimiento del precio internacional de los combustibles fósiles.

Con la implementación de la Ley N° 3058 ley de hidrocarburos y del Decreto Supremo N° 28701 Héroes del Chaco, que nacionalizan los hidrocarburos, se modifica la Renta Petrolera que percibe el Tesoro General de la Nación, ya que con la ley de hidrocarburos se crea el Impuesto Directo a los Hidrocarburos IDH que grava a la producción de volúmenes de hidrocarburos medidos en el punto de fiscalización, con una alícuota de 32 por ciento y modifica las utilidades de las empresas petroleras privadas que percibían un 47 por ciento, a un 15 por ciento de utilidades para las empresas privadas y YPF, por lo tanto las regalías que

percibe el Estado (para luego distribuir estas regalías a los departamentos productores del energético) es el 18 por ciento y sumados los 32 por ciento de IDH llega al 50 por ciento de renta petrolera que percibe el TGN; llegando a recibir el año 2005 como ingresos corrientes la suma de 3.444 Millones de Bolivianos constituyéndose en un 29,2 por ciento de los ingresos corrientes totales que recibe el TGN.

Estos ingresos corrientes que percibe el TGN serían más considerables, pero las políticas utilizadas por parte de los ejecutivos de YPFB son de reinversión de las utilidades percibidas en cada gestión, como ejemplo tenemos que el año 2006 las utilidades percibidas por YPFB fue de 128 millones de dólares americanos (periodo en donde se comienza a cambiar el régimen de propiedad sobre los hidrocarburos bolivianos) y en el año 2012 las utilidades generadas y percibidas por YPFB fue de 1.203 millones de dólares americanos<sup>49</sup>, incrementándose en 900 por ciento en relación al año 2006, este monto como se dijo es reinvertido en las actividades de Upstream y Downstream de YPFB, es decir en proyectos estratégicos de expansión, de continuidad operativa y otras de inversión de la cadena productiva hidrocarburífera.

La acumulación de reservas internacionales es el resultado de transacciones que el país realiza con el exterior. Las transacciones que producen ingresos de divisas son: las exportaciones, los créditos de bancos extranjeros, las transferencias realizadas desde el exterior y la inversión extranjera. En este caso se habla de las transacciones efectuadas por la venta de gas natural a los mercados de Brasil y Argentina que generaron un crecimiento en la acumulación de las reservas internacionales, que desde el año 2005, año que comienza la nacionalización de los hidrocarburos, comienza un crecimiento sostenido llegando a 13.926,70 millones de dólares americanos el año 2012, alcanzando un record de 51 por ciento como porcentaje del PIB en ese año, ocupando el séptimo lugar entre los países latinoamericano en acumulación de reservas internacionales.

---

<sup>49</sup> Información vertida por el Presidente Ejecutivo interino de YPFB Corporación.

Este nivel de acumulación alcanzado de las reservas internacionales administradas por el Banco Central de Bolivia, trae consigo efectos positivos para el país, como ser la fortaleza económica, que significa tener solvencia – país; es decir, estar preparados para hacer frente a externalidades o contingencias que se pudieran presentar, así mismo, se podría utilizar en la cancelación de los compromisos de deuda pública interna como externa o conformar Fondos de Estabilización.

Gracias a esta solvencia – país, que posee Bolivia ocupa el puesto 54 considerado como estable y calificada por agencias de rating Fitch y Standard & Poor's con “+” que significa país con Gran Solvencia.

## BIBLIOGRAFÍA

- Alterini Atilio, Contratos Teoría General, Editorial Abeledo-Perrot, Buenos Aires, 1998.
- Andersen Lykke E. y Faris Robert, Reducción de la Volatilidad Proveniente de la Exportación de Gas Natural, Proyecto Andino de Competitividad CAF, 2002.
- Aramayo Ruegenberg Rosario Delmira, El Sector Hidrocarburos Tomo I, Unidad de Análisis de Políticas Sociales y Económicas UDAPE, 2009.
- Banco Central de Bolivia, Memoria 2013.
- Betancurt Soraya y otros, Análisis de Hidrocarburos en el pozo, Schlumberger.
- Bidner Mirtha Susana, Propiedades de la Roca y los Fluidos en Reservorios de Petróleo, Editorial Universitaria de Buenos Aires, 2001.
- Carrillo Barandian Lucio, Apuntes de Definiciones de Reservas Petroleras, Facultad de Ingeniería en Petróleo, Universidad Nacional de Ingeniería del Perú.
- Contrato de Compra – Venta de Gas Natural entre ENERGÍA ARGENTINA S.A. y YPF, octubre de 2006.
- Contrato de Compra – Venta de Gas Natural entre YPF – PETROBRAS, 16 de agosto de 1996.
- Decreto Supremo N° 28701 de 1 de mayo de 2006 “Héroes del Chaco”.
- Escribano Gonzalo, Comercio Internacional, Universidad Nacional de Educación a Distancia España,  
([www.uned.es/deahe/doctorado/gescribano/comerciointernacinal.pdf](http://www.uned.es/deahe/doctorado/gescribano/comerciointernacinal.pdf))
- GACETA OFICIAL DE BOLIVIA, Constitución Política del Estado Plurinacional, de 7 de febrero de 2009.
- GACETA OFICIAL DE BOLIVIA, Ley N° 1194 de 01 de noviembre de 1990, Ley de Hidrocarburos.
- GACETA OFICIAL DE BOLIVIA, Ley N° 1670 de 31 de octubre de 1995, Ley del Banco Central de Bolivia.

- GACETA OFICIAL DE BOLIVIA, Ley N° 1689 de 30 de abril de 1996, Ley de Hidrocarburos.
- GACETA OFICIAL DE BOLIVIA, Ley N° 1731 de 25 de noviembre de 1996, Ley de reforma a la Ley N° 1689.
- GACETA OFICIAL DE BOLIVIA, Ley N° 3058 de 17 de mayo de 2005, Ley de Hidrocarburos.
- Goncalves Fernando M., 2007. "The Optimal Level of Foreign Reserves in Financially Dollarized Economies: The Case of Uruguay" IMF Working Papers 07/265, International Monetary Fund.
- Gujarati Damodar N. y Porter Dawn C. , Econometría, 5ta Edición, Editorial McGraw-Hill, 2010.
- Heller, Robert H, 1966, "Optimal International Reserves," Economic Journal 76.
- Hernández Sampieri Roberto, Metodología de la Investigación, Editorial McGraw Hill, 1997.
- Instituto Nacional de Estadísticas, Información Estadístico.
- Ministerio de Hidrocarburos y Energía, Memoria 2012.
- Ministerio de Hidrocarburos y Energía, Memoria Institucional 2008.
- NAGHI Mohammad, Metodología de la Investigación. Edit. Limusa, 2000.
- Ossorio Manuel, Diccionario de Ciencias Jurídicas, Políticas y Sociales, Editorial Claridad S.A., 1984.
- Resolución 1014/2009 de 11 de diciembre de 2009, Aprueba las normas para la Clasificación y Nomenclatura de Pozos de Hidrocarburos, Secretaria de Energía – Ministerio de Economía y Finanzas Públicas de Argentina.
- Resolución Ministerial 033-12 de 03 de febrero de 2012.
- Resolución Ministerial 497-2011 de 16 de diciembre de 2011.
- Rodríguez Braun Carlos, La riqueza de las Naciones de Adam Smith, Edit. Alianza, 2001.
- Velasquez G. Raúl, Contratos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, Fundación Jubileo, 2012.
- Villegas Quiroga Carlos, Privatización de la Industria petrolera en Bolivia,

3ra. Edición, Plural Editores, 2004.

- Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, Plan de Inversión 2012 – 2016.
- Zamora Francisco, Tratado de Teoría Económica, Editorial Fondo Cultural Económica.

## ANEXO

### Listado de Normas

#### Normas Generales

No. Norma	Fecha	Descripción
	7/02/2009	Constitución Política del Estado
DL 12760	6/08/1975	Código Civil Boliviano
DL 14379	25/02/1977	Código de Comercio
Ley 004	31/03/2010	Ley de Lucha Contra la Corrupción, Enriquecimiento Ilícito

#### Normas del Sector Hidrocarburos

No. Norma	Fecha	Descripción
Ley 3058	19/05/2005	Ley de Hidrocarburos
DS 29504	09/04/2008	Reglamento Costos Recuperables
DS 28270	28/07/2005	Reglamento de Inyección de Gas para un Mismo Titular y en un Mismo Departamento
DS 28310	26/08/2005	Aprueba División del Territorio Nacional tanto en Zonas Tradicionales como en No Tradicionales
DS 28311	26/08/2005	Reglamento de Gas Combustible
DS 28312	26/08/2005	Reglamento de Quema de Gas
DS 28366	21/09/2005	Reglamento de Delimitación de Áreas de Contratos Petroleros
DS 28398	06/10/2005	Reglamento de Licitación de Áreas de Exploración y/o Explotación
DS 28457	24/11/2005	Reglamento de Pago de Patentes (Contratos Petroleros)

DS 28420	21/10/2005	Reglamento de Devolución, Selección y Retención de Áreas
DS 28397	06/10/2005	Reglamento de Normas Técnicas y de Seguridad para las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos
DS 28393	06/09/2005	Reglamento de Unidades de Trabajo para la Exploración (UTE)
DS 24721	23/07/1997	Reglamentos de la Ley de Hidrocarburos
DS 28222	27/06/2005	Reglamento para la Liquidación de Regalías y la Participación al TGN por la Producción de Hidrocarburos
DS 29018	31/01/2007	Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos
DS 27124	14/08/2003	Reglamento de Unitización
Ley 1604	21/12/1994	Ley de electricidad

### Normas de Medio Ambiente

No. Norma	Fecha	Descripción
Ley 1333	27/03/1992	Ley del Medio Ambiente
DS 24176	08/12/1995	Reglamento de la Ley del Medio Ambiente
DS 29033	16/02/2007	Reglamento de Consulta y Participación para Actividades Hicrocarburíferas
DS 29103	23/04/2007	Reglamento de Monitoreo Socio-Ambiental en Actividades Hidrocarburíferas dentro el Territorio de Pueblos Indígenas y Originarios y Comunidades Campesinas
DS 29124	09/05/2007	Complementación Procesos de Consulta y Participación a los Pueblos Indígenas Originarios y Comunidades Indígenas Campesinas
DS 24335	19/07/1996	Reglamento Ambiental para el Sector de Hidrocarburos (RASH)
DS 0091	22/04/2009	Reglamento a la Ley 3425 - Aprovechamiento y Explotación de Aridos y Agregados
D.Ley 12301	14/03/1975	Vida Silvestre, Parques Nacionales, Caza y Pesca
D.Ley 19172	29/09/1982	Ley de Seguridad y Protección Radiologica



Ley 1008	19/07/1988	Ley del Régimen de la Coca y Sustancias Controladas
DS 25846	14/07/2000	Reglamento de Operaciones con Sustancias Controladas y Precursores de Uso Industrial
RA 014	17/03/2008	Licencia Para Actividades con Sustancias Peligrosas
Ley 1700	12/07/1996	Ley Forestal
DS 24453	21/12/1996	Reglamento General de la Ley Forestal
RM 131/97	09/06/1997	Reglamento Especial de Desmontes y Quemadas Controladas
Ley 1715	18/10/1996	Ley del Servicio Nacional de Reforma Agraria
Ley 3425	20/06/2006	Ley de Aridos y agregados.