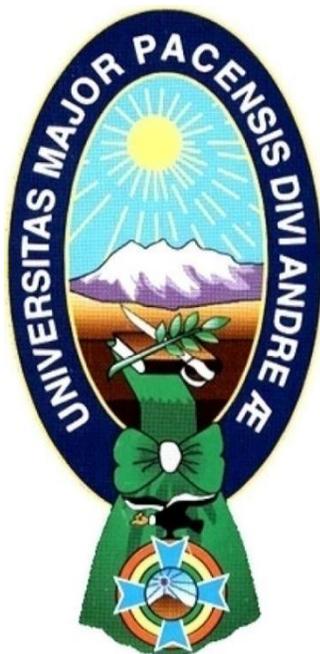


UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y FINANCIERAS
CARRERA DE ECONOMÍA



TESIS DE GRADO

**“LA INCIDENCIA DEL SECTOR DE
HIDROCARBUROS EN EL INGRESO FISCAL”**

POSTULANTE: UNIV. FANNY CERAY CHOQUE GERÓNIMO

TUTOR: DR. FERNANDO UNTOJA CHOQUE

RELATOR: LIC. HUMBERTO PALENQUE REYES

La Paz – Bolivia

2015

DEDICATORIA

El presente trabajo de investigación está dedicado a mis queridos padres Wilfredo Choque y Lourdes Gerónimo, porqué me enseñaron a enfrentar las adversidades sin perder nunca las esperanzas ni desfallecer en el intento, ya que con sus ejemplos de fortaleza de vida y actitud positiva me enseñó que todo se puede en manos de nuestro señor, a mis queridos hermanos Williams, Jerónimo, Alexander y mi hermanita Naomy que con paciencia, y comprensión incondicional están siempre apoyándome.

AGRADECIMIENTOS

Elevo profundo agradecimiento a Dios todo poderoso por su infinita bondad y bendiciones, brindarme cumplir esta meta académica, como otras virtudes que me permitirán triunfar en la vida.

Agradecer a la Universidad Mayor de San Andrés por acogerme y brindarme educación

Quedo muy agradecida con mi tutor Dr. Fernando Untoja Choque que me brindo su ayuda con toda su voluntad y comprensión, por la guía, supervisión y apoyo al realizar esta investigación.

Así mismo a todos los Docentes de la carrera de Economía que nos brindan sus conocimientos para fortalecer el capital humano,

Agradecer hoy y siempre a mi familia Choque Gerónimo, por el apoyo incondicional, si no fuese por ellos este logro no hubiese sido posible.

Agradezco a mi primo Freddy por sus consejos y palabras de aliento para seguir adelante.

Gracias a todas mis amigas y aquellas personas que de una u otra.

RESUMEN EJECUTIVO

En los últimos catorce años, Bolivia recibió mayores ingresos por la explotación de hidrocarburos, principalmente gas natural, lo cual ha beneficiado tanto al Tesoro General de la Nación como a los gobiernos subnacionales, pueblos indígenas y a toda la población.

La incidencia de los precios internacionales del sector el año 2008, alcanzó niveles históricos. El país como productor de gas natural se benefició con importantes flujos de ingresos provenientes de la venta de esos recursos naturales, en el periodo estudiado tiene tendencia creciente que, con algunas oscilaciones, se mantiene en la actualidad. Estas variaciones repercuten en el presupuesto del estado y en la misma gestión pública, lo cual conlleva grandes dificultades en la ejecución de los montos percibidos.

Así mismo los ingresos incrementaron en el año 2005 debido a la promulgación de la nueva ley de hidrocarburos N° 3058, como también la nacionalización y la devolución del protagonismo de YPF, llevando así a Bolivia de niveles insostenibles a niveles sostenibles generando un superávit fiscal en los años 2006 a 2014.

Los hidrocarburos tratándose de un sector que genera importantes ingresos para el Estado, también se pretende incidir para que los recursos generados por la explotación de recursos naturales no renovables sean aprovechados oportunamente y se constituyan en una base para una política de desarrollo hacia una economía diversificada y sostenible en el tiempo.

INDICE

INTRODUCCIÓN	1
I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
a). Marco Teórico	6
b). Metodología	9
c). Delimitación Temporal y Espacial	9
c.1. Delimitación Temporal.....	9
c.2. Delimitación Espacial	9
II. FORMULACIÓN DE LA HIPÓTESIS	10
a). Hipótesis Central	10
b). Objetivos	10
b.1. Objetivo General	10
b.2. Objetivos Específicos.....	10
CAPÍTULO I: ANÁLISIS DE LA POLÍTICA HIDROCARBURÍFERA EN BOLIVIA, PERIODO DE CAPITALIZACIÓN (2000-2005) Y POSTERIOR NACIONALIZACIÓN (2005-2010)	11
INTRODUCCION	11
1.1. PRIMERA SECCIÓN: Revisión de Teorías	12
1.1.1.1. Teorías de la renta petrolera	12
1.2. SEGUNDA SECCIÓN: Antecedentes de la Capitalización (2000-2005)	19
1.2.1. Proceso de privatización en YPFB	20
1.2.2. Análisis de la Privatización (Ley 1689)	22
1.2.3. La regalía Petrolera:.....	26
1.2.4. Tipos de regalías: Alícuotas y su distribución:.....	28
1.2.5. Valoración de los hidrocarburos para el pago de regalías	30
1.2.6. Precio de valoración de Hidrocarburos (para el pago de regalías)	31
1.2.7. Forma de pago.....	31
1.3. TERCERA SECCIÓN: El Proceso de Nacionalización (Mayo 2005-2010)	31
ANTECEDENTES	31
1.3.1. Análisis del Proceso Nacionalizador (Ley 3058)	32
1.3.2. La Comercialización	38
1.3.3. Los precios	40
1.3.4. Regalías y Participaciones.....	40
1.3.6. Contratos petroleros y pago de regalías.....	43

1.3.7. El Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH).....	44
1.3.8. Política de Precios de Hidrocarburos en Bolivia.....	47
1.3.9. Petróleo.....	48
1.3.10. Gas natural.....	50
1.3.11. La necesidad de refundación de YPFB	53
CAPÍTULO II: EXPERIENCIA DE ANÁLISIS SOBRE LOS INGRESOS FISCALES DEL SECTOR HIDROCARBURIFERO EN BOLIVIA.....	57
INTRODUCCION.....	57
2.1. PRIMERA SECCIÓN: Incidencia de los impuestos hidrocarburifero en el ingreso fiscal de Bolivia.	57
2.1.1. Régimen tributario de las actividades de exploración y explotación	58
2.1.2. Refinación, transporte, distribución y comercialización.....	62
2.1.3. Ingresos Fiscales y su Distribución En Bolivia	64
2.1.1. Ingresos fiscales por el Sector Hidrocarburos vs Precios Internacionales del Barril de Petróleo.....	68
2.1.2. Ingresos por Renta Petrolera	69
2.1.3. Régimen económico: estructura impositiva.....	70
2.1.3. Ingresos fiscales y su distribución en Bolivia	75
2.1.4. Cambios en los ingresos por las variaciones en el precio internacional de Referencia	78
2.2. SEGUNDA SECCIÓN: El Sector de Hidrocarburos en Bolivia.....	78
4.2.1. Evolución del sector hidrocarburos en Bolivia	82
2.2.2. Reservas producción y mercado.....	82
2.2.4. Precios de exportación del Gas Natural	84
2.2.5. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos	85
2.2.6. Sistema impositivo	88
2.1.7. Sistemas de precios en el mercado interno	90
CAPÍTULO III: ANALISIS CUANTITATIVO DE LA INCODENCIA DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS EN EL INGRESOS FISCAL	93
3.1. PRIMERA SECCION: Modelo Econométrico.....	93
3.1.1. Determinación del Modelo Econométrico.....	93
3.1.2. Estimación y Resultados	97
3.1.3. Regresión por MCO	97
3.1.4. Regresión por (MGM) con Variables Instrumentales.....	102
3.1.5. Prueba de Ortogonalidad de Los Instrumentos.....	108

3.1.6. Prueba de Endogeneidad del Regresor.....	110
3.1.7. Normalidad de los Residuos del Modelo	111
3.1.8. Diagnóstico de Coeficientes	113
CONCLUSIÓN	116
BIBLIOGRAFÍA	119
ANEXOS	121

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 1: Empresa capitalizada y Empresa Compradora	19
Cuadro 2: Resultados del proceso de privatización	21
Cuadro 3: Distribución de regalías por la ley de hidrocarburos 1689(derogada)..	28
Cuadro 4: Tipos de Regalías.....	29
Cuadro 5: Precio de valoración de los hidrocarburos destinados al pago de regalías	30
Cuadro 6: Contratos de riesgo compartido.....	36
Cuadro 7: Tipos de regalía y porcentajes (3058)	41
Cuadro 8: Distribución anual del IDH según la ley de hidrocarburos 3058 decreto supremo 28223(en millones de dólares americanos).....	46
Cuadro 9: Crudos utilizados para fijar precios internacionales.....	49
Cuadro 10: Comparación Patrimonial de YPFB	54
Cuadro 11: Pago de patentes por exploración y explotación de hidrocarburos ...	58
Cuadro 12: Régimen tributario para la explotación de hidrocarburos.....	59
Cuadro 13: Régimen tributario por refinación, transporte, distribución y comercialización.....	63
Cuadro 14: Recaudaciones DOWNSTREAM, YPFB, UPSTREAM.....	66
Cuadro 15: Participaciones de las recaudaciones del sector hidrocarburos en las recaudaciones tributarias	66
Cuadro 16: Renta Petrolera Anual Periodo 1997- 2014 (Expresado en Millones de Dólares Americanos).....	69
Cuadro 17: Impuestos del sector de Hidrocarburos	70
Cuadro 18: Cuadro general de impuestos en Bolivia en vigencia	71
Cuadro 19: LEY N° 1689, Código Tributario, reforma tributaria.	76
Cuadro 20: LEY N° 3058, Código Tributario, y la reforma tributaria.....	77
Cuadro 21: Estructura de Impuestos Pagados por YPFB Corporacion.....	89
Cuadro 22: Precios Finales de Gas Natural por sector y empresa demandante..	90
Cuadro 23: Identificación de variables del modelo	94
Cuadro 24: Regresión por MCO.....	98
Cuadro 25: Test de White.....	99

Cuadro 26: Prueba Reset de Ramsey	101
Cuadro 27: Regresión por MGM	102
Cuadro 28: Variables Instrumentales	104
Cuadro 29: Regresión con variables instrumentales	104
Cuadro 30: Estimación por MGM	105
Cuadro 31: Estadístico C	109
Cuadro 32: Identificación de Variables endógenas	111
Cuadro 33: Distribución de la Normal.....	112
Cuadro 34: Coeficientes de la regresión MGM.....	114

INDICE DE GRAFICOS

Grafico 1: División Anual del IDH	46
Grafico 2: Coparticipación del IDH	61
Grafico 3: Bolivia: Recaudación tributaria de mercado interno en efectivo,	64
Grafico 4: Recaudación Tributaria.....	65
Grafico 5: Tributos, Ley N° 3058 y “Decreto de Nacionalización”	67
Grafico 6: Ingresos Fiscales del Sector Hidrocarburos vs Precios WTI	68
Grafico 7: Participación de Ingresos en Renta Petrolera 2014.....	69
Grafico 8: Variaciones en el precio internacional y el valor de la exportación.....	78
Grafico 9: Valor de la producción de hidrocarburos	79
Grafico 10: Producción de gas natural	80
Grafico 11: Producción de petróleo condensado y gasolina natural	81
Grafico 12: Evolución de la producción del sector hidrocarburos.....	82
Grafico 13: Reservas de Gas Natural	83
Grafico 14: Precios de exportación de Gas Natural	84
Grafico 15: Pagos de Impuesto por YPF B Corporacion.....	89
Grafico 16: Precio Promedio del Gas Natural en el Mercado Interno.....	92
Grafico 17: Evolución de la recaudación impositiva, 2000-2014	95
Grafico 18: Evolución de la producción de gas e hidrocarburos líquidos, 2000-2014 (MMPC MMBLS)	96
Grafico 19: Evolución de los precios de gas e hidrocarburos líquidos,	97
Grafico 20: Normalidad de Jarque Bera.....	100
Grafico 21: Distribución de la Normal.....	101
Grafico 23: Variables Instrumentales	103
Grafico 24: Evolución temporal de los residuos del modelo estimado	113

INTRODUCCIÓN

El sector hidrocarburos es estratégico para el desarrollo del país, por ser uno de los principales generadores de ingresos económicos para el Estado; sin embargo, es también importante no perder de vista que estos ingresos provienen de la explotación de recursos naturales no renovables, los cuales se incrementaron en el año 2005 debido a la promulgación de la nueva ley de hidrocarburos N° 3058, la alta cotización de los precios internacionales de los hidrocarburos, como también la nacionalización y la devolución del protagonismo de YPF, llevando así a Bolivia de niveles insostenibles a niveles sostenibles generando un superávit fiscal en los años 2006 a 2014.

Por este motivo, los recursos que esta actividad genera deben estar destinados a lograr un crecimiento sostenible y una economía productiva y diversificada, en concordancia con políticas económicas y sociales que conlleven a un cambio en el patrón de desarrollo del país y que generen empleo digno, reducción de la pobreza, mayor calidad de vida e integración nacional.

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

Este sector, se vio fuertemente favorecido producto de la nacionalización y de una bonanza en el mercado mundial, le permitieron a Bolivia y al gobierno central incrementar sus ingresos y sentar bases fiscales para financiar el proyecto de cambio.

En la presente investigación partiré de tres estructuras cuyas lógicas giran en sentido opuesto; estructura capitalista, estructura feudal y la estructura del ayllu, elementos que son truncamiento para el desarrollo de Bolivia, donde el sector de

hidrocarburos será más abocado en la estructura capitalista y que comprende la relación de los diversos sectores de la economía, los tres sectores principales; sector primario incluye aquellas actividades cuyos productos se obtienen directamente de la naturaleza, sector secundario agrupa las actividades que transforman o elaboran los productos de la naturaleza y el sector terciario este no se ocupa de los bienes materiales sino de servicio. En el cual el estudio de los hidrocarburos está dentro del sector primario cuyo producto obtenido es directamente de la naturaleza.

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

UPSTREAM: Que comprende la exploración y explotación de yacimientos.

DOWNSTREAM: Que comprende la distribución y comercialización¹.

I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Estructura del sector de Hidrocarburos

Las actividades en el sector de hidrocarburos se dividen en dos tipos: "UPSTREAM" Y "DOWNSTREAM".

Upstream.- Exploración y explotación; es el reconocimiento "geológico" de la superficie levantamientos aerofotogramétricos, topográficos, gravímetros magnetométricos, sismológicos, geoquímicos, perforación de pozos, y cualquier otro trabajo tendiente a determinar la existencia de hidrocarburos en un área geográfica.

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

¹ Unidad de Análisis de Política Sociales y Económica, Estructura del Sector de Hidrocarburos.

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

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

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

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

La estructura de precios de exportación: Se ve afectada por los contratos con cada uno de los mercados a los que se llega. Dentro el marco institucional y legal implementado en éste sector podemos hacer mención del Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE), como ente normador, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) como ente fiscalizador, regulador y de control y Yacimiento Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) como empresa estatal.

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

Estructura impositiva del Downstream: En el downstream, el Impuesto Específico a los Hidrocarburos y sus derivados es el más importante por monto de recaudación (creado por Ley 843 y modificado con la Ley 2493), esto dentro el marco del cambio de estructura, la primera con características liberales y la segunda bajo nacionalizaciones (2000-2014; en cada una de estas las cargas impositivas fueron modificadas por ley (Ley 1689 de privatización) (Ley 3058 de Nacionalización).

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

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

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

Participación del Sector Hidrocarburos en el PIB

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

En el periodo 1990-1997, el PIB del sector de hidrocarburos participó en promedio con el 5,46%, de 1998-2004 con el 5,48% y en el período 2005-2008 con el 7,87%. La evolución de la participación en el PIB a partir de las reformas de 2005 revela un crecimiento importante en el peso del sector sobre la economía, que se

encuentra íntimamente ligado con el incremento significativo del precio internacional del barril de petróleo.

Recaudación de los impuestos directo de los hidrocarburos

Los ingresos tributarios provenientes del upstream hidrocarburífero en Bolivia, sin considerar el valor de las ventas brutas en Boca de Pozo, ya que resulta muy sesgado, dado que estos aportes tributarios se incrementaron, debido al incremento de las exportaciones al Brasil y los mayores precios internacionales del Petróleo. También nos da a conocer que la mayoría de los recursos fiscales pro (Unidad de Análisis de Políticas Sociales y Económica)venientes de esta parte de la cadena productiva son explicados por la recaudación del IDH; en este entendido, los ingresos generados por el proceso denominado “nacionalización”.

Adicionalmente hace recalcar la crisis del 2009 y su efecto negativo a la producción (en particular de gas natural), dado que la compra por parte de Brasil disminuyo, esto a su vez genero niveles de ingresos tributarios menores afectando a las cuentas fiscales de Bolivia².

Para constatar el problema está basado:

- a) El contexto del mercado externo para el sector de los hidrocarburos es favorable ya que los precios en periodo estudiado fueron ascendiendo cada vez llegando así en un auge.
- b) Otro factor que es importante es efecto del régimen tributario del sector las disposiciones legales y contratos que influyen en el ingreso fiscal en los periodos estudiados.
- c) Los contratos con las empresas transnacionales, con la ley N° 1689 y los contratos con la nueva ley N° 3058 juntamente con la nacionalización tuvieron la una influencia para el incremento de los ingresos fiscales.

² Unidad de Análisis de Políticas Sociales y Económica, Estructura del Sector Hidrocarburos 1990 – 2000.

Por lo tanto con los antecedentes descritos el problema esta investigación la siguiente:

El nivel ingresos fiscales generado (IDH, IEHD, IVA, IT y IUE) por el sector de hidrocarburos depende de los precios internacionales y los cambios del régimen tributario para este sector.

Esta problemática propuesta se tomará como punto de partida para realizar un diagnóstico de las estructuras de la privatización y la nacionalización; ligada al marco teórico escogido para la consolidación del análisis práctico, ya sea de las leyes, de las experiencias de análisis de las cargas impositivas . Al mismo tiempo está relacionada con la caracterización y el comportamiento de la cadena productiva hidrocarburífera boliviana, comparando su comportamiento contractual que tiene el estado boliviano con las empresas inversoras, que por mutuo acuerdo quedan el precio de exportación del producto final y posteriormente una pugna por las empresas inversoras extranjeras y el derecho propietario que mantiene el estado boliviano a través de la estatal YPFB, como también el contexto externo que ayuda a determinar las regalías y los impuestos para este sector.

a). Marco Teórico

Los Fundamentos de la economía energética:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$RA=PRM-PP$$

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

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

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

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

En resumen el precio y por ende la renta petrolera está formada por:

- Tiempo o costo de producción.
- Una determinada acumulación de capital y por consiguiente la distribución del ingreso.

-Y por la determinada fortaleza o debilidad de la relación de propiedad existente³.

b). Metodología

La metodología utilizada en este trabajo es holista, debido a que en cada evento de la investigación se refleja y contiene las dimensiones de la totalidad que lo comprende. Esta metodología holista tiene un ciclo investigativo las cuales comprenden: exploración del tema, la caracterización la descripción de los hechos, la comparación antecedentes diferencias y semejanzas, un análisis del sector, explicar la teoría que le sustentan y proponiendo así un diseño metodológico, juntamente con la recolección de datos, haciendo un análisis de los datos obtenidos y llegando así a la conclusión.

Y se utilizara el método hipotético deductivo en el sentido que nos ayudara a indagar el presente tema de investigación, este método parte de una práctica científica en el cual está basada en la observación del fenómeno a estudiar, creación de una hipótesis para explicar dicho fenómeno, y la verificación de la verdad enunciados deducidos comparándolos con la experiencia.

c). Delimitación Temporal y Espacial

c.1. Delimitación Temporal

La serie de años para esta investigación son desde el 2000 al 2014, ya que en estos años podemos observar que un sector privatizado pasó a una administración pública, denominado proceso de “Nacionalización”. Periodo que permitirá a evaluar, el crecimiento de los ingresos fiscales por parte de este sector.

c.2. Delimitación Espacial

La presente investigación es de carácter nacional y nivel central (gobierno) y la incidencia del sector de hidrocarburos en el ingreso fiscal de nuestro país.

³ A guirre, Manuel Agustin. “apuntes para el estudio de la historia del pensamiento economico: Los Clasicos y Marx”

II. FORMULACIÓN DE LA HIPÓTESIS

a). Hipótesis Central

Argumentación.- La siguiente hipótesis planteada se basa en explicar la incidencia del sector de hidrocarburos en las dos etapas (privatización y nacionalización) y como está incide en los ingresos fiscales a nivel central, y también cuan dependientes fuimos y somos del contexto internacional, y las diferentes políticas en el régimen impositivo que cambiaron para este sector con la privatización y con la nacionalización

“Los ingresos fiscales generados por el sector hidrocarburifero, responden a la fuerte dependencia del contexto externo y la reforma tributaria en la capitalización y la nacionalización”.

b). Objetivos

b.1. Objetivo General

- Determinar la incidencia del contexto externo y el régimen tributario del sector de hidrocarburos, sobre los ingresos fiscales estableciendo líneas de acción para el incremento efectivo y sostenible de recaudaciones.

b.2. Objetivos Específicos

- Realizar un análisis de las reformas estructurales del régimen impositivo para este estor.
- Analizar el ingreso fiscal obtenido por la reforma tributaria y política hidrocarburifera durante los periodos estudiado.
- Estudiar el grado de incidencia del contexto externo y juntamente coyuntura social.

CAPÍTULO I: ANÁLISIS DE LA POLÍTICA HIDROCARBURÍFERA EN BOLIVIA, PERIODO DE CAPITALIZACIÓN (2000-2005) Y POSTERIOR NACIONALIZACIÓN (2005-2010)

INTRODUCCION

El presente capítulo presenta tres secciones, en las cuales se analizarán las teorías económicas que le dan un sostén al marco teórico así mismo las políticas implementadas en el área hidrocarburífera, haciendo énfasis en los periodos mencionados. Pero como una reseña histórica de este sector tenemos antecedentes de dos intentos de Nacionalización en la historia de YPFB,⁴ el cual comienza sobre la caducidad de las concesiones de la Estándar Oil, por defraudación fiscal en contra del Estado, que tiene como fundamento Jurídico en la cláusula 18 del contrato de 19203 que se pactó entre esta empresa y la estatal YPFB.

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

Por otro lado también encontramos procesos de capitalización en la Historia del sector, y por el cual se observa una oscilación entre la aplicación de políticas con carácter netamente estatistas y otras políticas de carácter netamente de economía de mercado, es por ello que esta “Tercera Nacionalización” como se la denomina en YPFB debe ser reflexionada y observada para definir si este proceso Nacionalizador no es solamente una oscilación de las políticas públicas, sino una verdadera política a favor del Estado boliviano y de la economía nacional.⁵

⁴ Empresa transnacional que defraudó al Estado boliviano.

⁵ Manuscrito del acta de la Novena Sección del Directorio de YPFB, de 26 de febrero de 1937

Ya a mediados de las 90 Bolivia aplicó un agresivo esquema de reformas que involucró una profunda reorganización del sector Hidrocarburífero. Esto incluyó una nueva ley de hidrocarburos que abrió la participación al sector privado a través de nuevos contratos de exploración y producción, libre disponibilidad y comercialización incluyendo exportación e importación, separación vertical de la separación de la propiedad y condiciones de libre entrada de negocio y a los ductos, y un rebalanceo tributario para los nuevos campos que reducía las elevadas regalías preexistentes (bajándolas del 50 al 18 por ciento) y elevaba de modo complementario la tributación directa.

Esto producía dentro de un programa de reformas generales que incluía la privatización (capitalización) de las actividades que antes caían en el dominio de las empresas estatales (YPFB en el sector de hidrocarburos).

La respuesta del sector privado a este paquete de reformas dio lugar a un incremento sin precedentes a las inversiones en el upstream hidrocarburífero y un salto grande en las reservas probadas y probables de gas natural. Sin embargo, un proceso de oposición en medio de una crisis política en 2003, que se tomó el caso del gas la proa de los reclamos (guerra del gas) abrió el camino de una reinversión de políticas donde se llevó un referéndum nacional del cual emergió una nueva ley hidrocarburos que restableció los viejos niveles de regalías en 2005 y declaración de una nueva nacionalización en el 2006 de las actividades canónica.

1.1. PRIMERA SECCIÓN: Revisión de Teorías

1.1.1.1. Teorías de la renta petrolera

En sus inicios el tema de la renta petrolera se aborda a través del estudio de la renta de la tierra. Este concepto fue abordado por **Adam Smith (1776)**, reformulado por **David Ricardo (1817)** y finalmente retomado por **Karl Marx**

(1894). Existieron adicionalmente aportes de Malthus (1815) y Anderson (1777).⁶

Para Adam Smith, la renta es un precio de monopolio que no tiene que ver con el rendimiento de la tierra sino que comprende el valor diferencial entre el excedente entre el precio y la suma de los beneficios y los salarios. Es decir se trata de una renta de tipo residual, que se ve influenciada por dos variables: el aumento del nivel de producto o la baja del trabajo necesario para producir una determinada cantidad⁷.

Más adelante, **David Ricardo** ⁸ define a la renta como aquella porción del producto de la tierra que se paga al propietario por el uso de la potencia original e indestructible del suelo; es así que se origina en la diferencia de fertilidad entre diferentes parcelas. Ricardo desde un primer momento se diferencia de Smith ya que según él este confunde renta con alquiler. Particularmente en el caso de la renta minera, esta variará en función a la ubicación geográfica y a la riqueza de la mina. Es así que de acuerdo a Ricardo, las minas que solo cubren los costos directos y la "ganancia normal" (y que, por tanto, no gozan de la renta diferencial) sirven de base para la determinación de las rentas ricardianas que obtienen las minas más productivas.⁹ Se vislumbra entonces en la teoría ricardiana que las rentas mineras existen naturalmente y que incluyen el reconocimiento al minero por los riesgos y costos que asume en la fase de prospección y exploración, pues de otra manera la riqueza natural permanecería sin explotarse.

Estructuralistas: Estudios realizados por diversas entidades como la **ESMAP**, **CEPAL** entre otras, coinciden con el concepto adoptado en el apartado metodológico del presente estudio, y definen a la renta petrolera como la suma de

⁶FARINA, Joaquin, El concepto de Renta: un análisis de su versión clásica y marxista. Universidad de Buenos Aires, sf, pp.1.

⁷Ibid, pp.3.

⁸ RICARDO, David, "Principios de Economía Política y Tributación", Editorial Fondo de Cultura Económica, 1959

⁹ SCHULD, Jurgen, Regalías mineras y rentas ricardianas, Actualidad Económica, Perú, 2004

todos los ingresos percibidos por el Estado por concepto de la actividad petrolera extractiva que se realiza en el país.

Estos ingresos percibidos por el Estado provienen de diversas fuentes, siendo las más importantes: las regalías cobradas a las empresas extractoras; el impuesto a la renta que pagan estas mismas empresas; las contribuciones sociales; los pagos por capacitación; el pago de patentes; y, también, una serie de pagos que son particulares a cada país. La renta petrolera excluye los impuestos y ganancias obtenidas en las actividades de refinación y comercialización del petróleo y de sus derivados.

Sebastián Scheimberg (Experiencia reciente y desafíos para la generación de renta petrolera aguas arriba en Argentina, CEPAL, Santiago de Chile, 2007) define a la **renta petrolera como un “concepto ricardiano”** que se aplica a la producción de un recurso natural y que corresponde al margen que tiene el negocio de explotación petrolera, es decir la diferencia entre los precios finales de la cadena de producción y su costo. Al tratarse de un commodity, el precio final del petróleo viene dado por su cotización internacional, ajustado por la posición relativa del mercado, tanto hacia los mercados de referencia (por distancia, calidad, etc.) como a la posición comercial local neta (importadora o exportadora). Esta diferencia entre ingresos y costes, constituyen una suma de recursos excedentarios que se redistribuyen entre los distintos participantes de la actividad: las empresas, como beneficio empresarial o retribución al capital empleado; y el Estado que recibe la renta del subsuelo propiamente dicha en la forma de una regalía, y grava los beneficios de la actividad, lo cual constituye una apropiación de la renta petrolera. El autor define a la suma de estos componentes impositivos más las regalías como el “government take”, rubro que puede alterar las condiciones de primer orden que son las que hacen máxima la producción.

Douglass North en su texto *Institutions, Institutional Change and Economic Performance*¹⁰ define a las instituciones como regularidades en las interacciones

¹⁰ North Douglass. 1990. *Institutions, Institutional Change and Economic Performance*. Cambridge: Cambridge University Press.

repetitivas entre individuos, las cuales proveen un marco dentro del cual las personas tienen cierta confianza acerca de la determinación de los resultados; se trata de costumbres y reglas que proveen un conjunto de incentivos y desincentivos para individuos. Implican un mecanismo para hacer cumplir los contratos, sea personal, a través de códigos de comportamiento, o a través de terceros que controlan y monitorean.¹¹

North afirma que debido a que la nueva economía institucional es en su base un estudio contractual, tanto político como económico, provee un puente entre la teoría y la observación; siendo los contratos específicos el conjunto de observaciones que pueden someterse a análisis, que permita la comprensión de los procedimientos institucionales y un análisis del cambio institucional. Las instituciones surgen y evolucionan por la interacción de los individuos. La creciente especialización y división del trabajo en la sociedad es la fuente básica de esta evolución institucional. Dado que la interacción de los individuos implica costos de transacción positivos, esta aproximación se diferencia del marco de equilibrio general de la economía neoclásica. En este último no hay costos de transacción, y por lo tanto no hay instituciones.

Al construir sus modelos, los economistas por lo común han ignorado la ideología, considerando los gustos como importantes, pero constantes. Sin embargo, las preocupaciones por la equidad, así como también la distribución de las ganancias del intercambio, influyen sobre los puntos de vista de las personas acerca de la justicia y la rectitud de los contratos.

Más aun, la estructura política hace posible, y en algunos casos deliberadamente, crear un marco en el cual los mandantes están separados de los mandatarios. Estos últimos tienen entonces una amplitud sustancial con respecto a la toma de decisiones políticas, y por lo tanto en la manifestación de preferencias ideológicas en la designación de derechos de propiedad. El análisis político debe tomar en

¹¹ North Douglass, La Nueva Economía Institucional, Revista Libertas 12, Instituto Universitario ESEADE, Mayo 1990.

cuenta los costos de convicción ideológica como variables en distintos marcos institucionales.

El autor afirma que no existe controversia en torno a que las instituciones afectan el desenvolvimiento de las economías; y que las diferencias en el desarrollo de las economías en el tiempo son fundamentalmente influenciadas por el modo en que las instituciones evolucionan. Sin embargo, la teoría económica o la historia no muestran signos de reconocer la importancia del rol de las instituciones en el rendimiento económico pues no existe un análisis que integre las instituciones con la economía y la historia económica.

El autor analiza la naturaleza de las instituciones y las consecuencias de las mismas para el comportamiento económico o social. Así mismo, propone una teoría del cambio institucional no solo para proveer un marco para la historia económica, sino para explicar cómo el pasado influencia el presente y el futuro, el modo en que el cambio institucional incremental afecta las elecciones en un momento del tiempo y la naturaleza de la senda de la dependencia.

Bolivia es un país altamente dependiente del petróleo, aspecto que no necesariamente ha influenciado positivamente en un desarrollo económico sostenido.

Para el análisis institucional, nos apoyamos en el enfoque de **Douglass North**.

El autor **Kart Ferry Lynn** busca explicar por qué a pesar de que los países exportadores de crudo se han beneficiado largas temporadas de la riqueza generada por este recurso, gran parte de ellos sufren de un deterioro en su economía y política¹². Además se pregunta por qué estos gobiernos, a pesar de operar en contextos diferentes, escogen sendas de desarrollo similares, con las mismas trayectorias y similares resultados, en general perversos.

Afirma que existe una condición común que reduce el rango de la toma de decisiones, recompensa ciertas decisiones y formas de comportamiento sobre otras y da modela las preferencias de los gobernantes en una manera que no

¹²TERRY LYNN, Karl, The paradox of plenty, University of California Press, California, 1997.

conduce exitosamente al desarrollo. El autor utiliza un enfoque de política económica para explicar el por qué los hacedores de política toman ciertas decisiones, cuáles son las alternativas que tienen disponibles, por qué ciertas sendas son más atractivas que otras, y cómo se establecen las estructuras de preferencias.

El argumento central que maneja el autor es que la estructura de incentivos contenida en las instituciones de una política económica particular, son la clave para entender distintas trayectorias de desarrollo. Estos incentivos son el reflejo y producto de las relaciones de poder, actuales o anticipadas, en un punto del tiempo; no pueden ser atribuidos a sistemas de preferencias o creencias, a pesar de que estos aspectos también pueden influir. Tienden a persistir incluso cuando las relaciones de poder y sus ideologías empiezan a modificarse, y no pueden modificarse a voluntad, aun cuando existe el conocimiento de que son subóptimas.

En los países en desarrollo es justamente esta interacción entre esta estructura de toma de decisiones y el sector exportador líder, y no la propiedad de un commodity pese, la que determina si un producto particular es una bendición o una maldición.

El autor estudia cómo estas estructuras de tomas de decisiones son creadas y reproducidas a través de la combinación de la política y la economía. Para esto el autor se fundamenta en una serie de teorías: sectorial, Marxista, dependencia, elecciones racionales, teoría organizacional. Demuestra que la eficiencia es usualmente una palabra clave para cubrir nuevos arreglos de poder, que ciertos actores pueden actuar en función de sus intereses personales, elevando los costos de transformación de un país, y que los estados y mercados son mutuamente constitutivos, tanto como que la reforma de uno necesariamente involucra la transformación de la otra. Trata de descubrir por qué un patrón se repite en un número de países.

Enfatiza la relación entre el desarrollo económico y el cambio institucional, antes que las teorías económicas de materias de producción por sí solas. Las raíces del estudio se encuentran en la política económica de Kart Marx, Adam Smith y otros economistas neoinstitucionales. El estudio explica que la dependencia en un

particular commodity de exportación modela no solo las clases sociales y los tipos de regímenes, pero también las instituciones del Estado, la estructura de toma de decisiones y los cálculos de las decisiones de los hacedores de política.

Su argumento central afirma que el crecimiento fundamentado en un commodity induce cambio en las nociones de derechos de propiedad, el poder relativo de los grupos de interés y las organizaciones, y el rol y carácter del estado frente al mercado.

Estos cambios institucionales definen subsecuentemente las bases de los ingresos del estado, especialmente impositivos; lo cual crea incentivos que influyen la organización de la vida económica y política y modela las preferencias del gobierno respecto a las políticas públicas. De esta manera, la eficiencia de largo plazo en la asignación de recursos es ayudada u obstaculizada, y las diversas trayectorias de crecimiento de las naciones son iniciadas, modificadas o sostenidas. Comprender esta interacción entre el desarrollo económico y el cambio institucional en los países exportadores de petróleo es imperativo por razones teóricas y políticas.

El principal descubrimiento del autor es que los países dependientes de la misma actividad exportadora, tienden a mostrar similitudes significativas en la capacidad (o incapacidad) de sus respectivos estados de guiar el desarrollo, a pesar de que sus instituciones sean distintas.

Los contratos petroleros constituyen un instrumento de política petrolera, en los cuales se determina, entre otras cosas, la repartición de los ingresos provenientes de la exploración petrolera. La renta petrolera, por su parte constituye un problema de gobernanza energética, tanto por el lado del cálculo de la misma como por el lado de su distribución.

En primera instancia, el método de cálculo deriva de los tipos de contratos entre el Estado y las empresas privadas; y por otro lado el método de distribución deriva de reformas normativas sucesivas, que generan cierta falta de transparencia y de rendición de cuentas.

1.2. SEGUNDA SECCIÓN: Antecedentes de la Capitalización (2000-2005)

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

Cuadro 1: Empresa capitalizada y Empresa Compradora

Empresa Capitalizada(privatizada)	Empresa Compradoras	Fecha
Empresa Nacional de Electricidad(ENDE)	<ul style="list-style-type: none"> • Dominion Energy(USA) • Energy Initiatives (USA) • Constellation Energy(USA) 	29/06/1995
Empresa Nacional de Telecomunicaciones(ENTEL) Lloyd Aéreo Boliviano(LAB) Empresa Nacional de Ferrocarriles(ENFE)	<ul style="list-style-type: none"> • Euro Telecom Internacional Stel(Italia) • VASP(Brasil) • Cruz Blanca (Chile) 	28/09/1995 19/10/1995 14/12/1995
Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)	<ul style="list-style-type: none"> • Repsol- YPFB(España) • Amoco (USA) • Enron(USA) • Shell(Inglaterra) 	05/12/1996

Fuente: Elaboración de CEDLA con base de la superintendencia de pensiones y valores y seguros

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

Lo que motivó a éste proceso fue que durante la década de los setenta y ochenta, el mundo desarrollado atravesaba una crisis de sobreacumulación: la

concentración de capital había producido una disminución en la tasa de ganancia mundial, lo que desencadenó una serie de presiones por parte de las empresas con alta concentración de recursos hacia sus gobiernos para que impongan políticas contra restantes a ésta contracción y declinación; la necesidad de estos Estados por restituir los niveles de ganancia empresarial coincidió, por ejemplo , con la crisis de la deuda externa latinoamericana. Esto permitió que los organismos de regulación mundial (FMI-BM) sugirieran aplicando políticas de ajuste estructural con el objetivo de privatizar los activos públicos de países como Bolivia; de esa manera la sobreacumulación encontraría un canal que destrababa la revalorización del capital, permitiendo que éste asumiendo el dominio de aquellas empresas que fueron Estatales las utilizara de manera rentable. Este proceso es el que vino a llamarse acumulación por desposesión.

1.2.1. Proceso de privatización en YPFB

Para que la adquisición de la empresa nacional se realice;¹³ prime se crearon condiciones ventajosas para el capital transnacional y de forma paralela, se mostró a la población que la capitalización era favorable para el país.

Al final, el valor en libros de activos, declarado por el gobierno en el momento de la privatización de YPFB (1996), fue fijado en 384,2 MM \$us, cifra que no tiene relación con los 1.132,69 MM \$us de activos netos que se demuestran en el informe financiero de YPFB al 1° de Enero de 1994. El proceso de privatización fue complejo, las unidades destinadas a su capitalización fueron divididas en tres empresas, dos dedicadas a la exploración y explotación y una dedicada a la comercialización (Cuadro 2).

¹³ D. Harley. El nuevo imperialismo. Ediciones Akal. 2004. Pp.199.

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

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

Fuente: Elaboracion CEDLA con base en datos de ministerio de capitalizacion 1997

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

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

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

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

Es por eso que desde estos antecedentes históricos de la política hidrocarburífera del país se debe realizar un análisis de la Ley 1689 (vigente en este periodo). Para ello se realizará una definición de la propiedad de los Recursos Naturales y de la misma Renta Petrolera.

Por tanto con ayuda de estas dos definiciones se procederá a presentar un análisis de la Ley 1689¹⁴.

1.2.2. Análisis de la Privatización (Ley 1689)

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

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

¹⁴ Propiedad de los Recursos Naturales.- La propiedad sobre algún bien o mercancía, es una relación real y concreta que establece el dominio y la voluntad soberana del Estado como propietario sobre el recurso natural, en el cual se materializa ese derecho propietario. Esta voluntad soberana se traduce sobre la forma En que como su propietario posee la capacidad de decidir sobre la producción, almacenamiento, comercialización; ya sea a precios solidarios o de mercado, destinarla a la venta en el mercado interno o externo, etc. Relación real.- Esta relación real se concretiza cuando la Ley otorga el verdadero derecho de explotación, extracción o comercialización sobre algún recurso natural.

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

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

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

Que la explotación de los yacimientos hidrocarburíferos sea desarrollada controlada por el Estado (directa o indirectamente) mediante esta estructura sectorial, la propiedad de los yacimientos y de las mercancías no se modifica, es decir, que el Estado sigue como propietario de dichos recursos. Que este proceso sea desarrollado controlado por agentes económicos privados.

La extracción de los recursos este bajo el control del capital transnacional; hace tomar una cosa por otra, pues mientras la Ley garantiza la propiedad Estatal de los hidrocarburos en yacimientos (como recursos naturales), oculta la propiedad privada de los hidrocarburos en cuanto a mercancías este hecho hace y permite que la empresa petrolera asuma como de su propiedad el producto obtenido por el proceso de la extracción, esto sin dejar de respetar la Constitución Política del Estado que indica:

CPE, Artículo 139: Los yacimientos de hidrocarburos, cualquiera que sea el estado en que se encuentren o la forma en que se presenten, son del dominio directo, inalienable e imprescriptible del Estado. Ninguna concesión o contrato

podrá conferir la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos. La exploración, explotación, comercialización y transporte de los hidrocarburos y sus derivados, corresponden al Estado. Este derecho lo ejercerá mediante entidades autárquicas o a través de concesiones y contratos por tiempo limitado, a sociedades mixtas de operación conjunta o a personas privadas, conforme a Ley.

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

Ley 1689 (derogada) Artículo 1: Por norma constitucional, los yacimientos de hidrocarburos, cualquiera que sea el estado en que se encuentren o la forma en que se presenten, son del dominio directo, inalienable e imprescriptible del Estado. Ninguna concesión o contrato podrá conferir la propiedad de los yacimientos hidrocarburíferos¹⁵.

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

Ley 1689 (derogada) Artículo 1: ...El derecho de explorar y explotar los campos de hidrocarburos y de comercializar sus productos se ejerce por el Estado mediante Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos. Esta empresa pública, para la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos, celebrara necesariamente contratos de riesgo compartido, por tiempo ilimitado, con personas individuales o colectivas, nacionales o extranjeras, según las disposiciones de la presente Ley¹⁶.

¹⁵ Propiedad Real.- Es referida al derecho propietario (exploración, extracción, prospección, almacenamiento, etc.)de algún agente económico, sobre algún recurso natural no renovable y que dicha propiedad real se concretiza con el ejercicio del derecho propietario que otorga la Ley.

¹⁶ Ley de Hidrocarburos No. 1689 Del 30 de Abril de 1996.

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

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

Es así que por estos contratos la propiedad de los recursos Hidrocarburíferos se legaliza como privada, y la fe del Estado, es sujeta al cumplimiento de lo convenido, de esa manera, la producción ha transformado a los recursos naturales en mercancías, en valores destinados a incrementar el capital invertido en la producción mediante su realización, cuyo único propietario es quien planifico el proceso, lo desarrollo y ejecutó, y controla el resultado obtenido, es decir, la empresa petrolera transnacional. Además la liberalización del sector tiene una visión integral y va más allá de la exploración y explotación; rompe con el monopolio estatal sobre el resto de la cadena productiva de hidrocarburos y privatiza las actividades de comercialización, refinación y exportación.

Objetado esto por lo siguiente:

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

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

De esta forma la empresa Transredes (conformada por las empresas Enron estadounidense y Shell inglesa) se benefició con el monopolio de la actividad de comercialización. Posteriormente, en 1999, la empresa Petrobras. Bolivia Refinación S.A. compró las refinerías Gualberto Villarroel (en Cochabamba) y Guillermo Elder Bell (en Santa Cruz), y más tarde, en 2001, la refinería Carlos Montenegro (en Sucre-Chuquisaca), también paso a manos privadas.

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

1.2.3. La regalía Petrolera:

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

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

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

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

Pero se puede justificar que a causa de la diferente composición orgánica de los capitales invertidos en diferentes ramas de la producción , capitales de igual magnitud ponen en movimiento cantidades muy diferentes de trabajo, también se apropien de cantidades muy diferentes de plus trabajo o producen masas muy diferentes de plusvalor¹⁷.

En consecuencia, las tasas de ganancia que imperan en las diversas ramas de la producción son originariamente muy diferentes. Esas diferentes tasas de ganancias resultan niveladas por la competencia en una tasa general de ganancia, que constituye el promedio de esas diferentes tasas de ganancia. La ganancia que con un arreglo a esta tasa general de ganancia, corresponde a un capital de magnitud dada, cualquiera que sea su composición orgánica, se denomina la “ganancia media”.

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

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

Entonces, queda claro que cuando una empresa petrolera transnacional paga la regalía al Estado, no está renunciando a parte de la ganancia socialmente establecida, no está cediendo parte de los beneficios normales que su capital podría obtener en cualquier otra esfera de la producción social, sino está

¹⁷ Plus-trabajo o trabajo excedente.- Parte de la jornada laboral donde el trabajador produce riqueza para el propietario de los medios de producción. Plusvalor.-Es la parte del valor que la clase capitalista arranca al trabajador y, por tanto, constituye el fundamento y el origen de la ganancia. (El Capital, Marx, Tomo 1).

entregando una porción de la ganancia extraordinaria a la que accede por explotar recursos naturales que no le pertenecen. Así las empresas transnacionales para poder explotar los recursos hidrocarburíferos situados en territorio boliviano, le abonan al dueño una suma periódica de dinero fijada por Ley, llamada como regalía o alícuota.

1.2.4. Tipos de regalías: Alícuotas y su distribución:

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

Cuadro 3: Distribución de regalías por la ley de hidrocarburos 1689(derogada)

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

Fuente: Elaboración CEDLA con base en la ley de hidrocarburos 1689(derogada)

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

Fuente: Elaboración CEDLA con base en la ley de hidrocarburos 1689(derogada)

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

desaparecería y junto con ella la participación nacional y la regalía nacional complementaria.

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

Cuadro 4: Tipos de Regalías

Regalías tributarias únicamente por los campos existentes según la ley 1689 (derogada) en millones de dólares americanos

Tipo de reglia compensatoria	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Regalia nacional complementaria 13%	17.0	18.5	18.4	33.3	30.7	25.4	28.7	32.4	36.5
Participacion nacional 19%	25.3	28.4	28.0	52.7	49.0	40.4	46.5	53.4	61.3
Total	42.3	46.9	46.4	86.0	79.7	65.8	75.2	85.8	97.8

Fuente: Yacimientos Fiscales Bolivianos

Elaboracion: Propia

Por lo tanto, uno de los objetivos de la política neoliberal en materia de hidrocarburos se ha cumplido en estos periodos: Las empresas petroleras transnacionales tributan menos regalías a favor del Estado.

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

El Artículo 52 de la Ley 1689 (derogada) indica: “El régimen de patentes y regalías durante la vigencia de los contratos de riesgo compartido para la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos se mantendrá estable”; es decir que estos patentes y regalías no se podrán incrementar, esta manifestación es utilizada por los defensores de los intereses de las empresas

transnacionales (política neoliberal), bajo el argumento de que “no se puede poner en juego la fe del Estado” ocultando de esta manera la facultad de recuperar el control real de los recursos hidrocarburíferos.

1.2.5. Valoración de los hidrocarburos para el pago de regalías

Después de que los hidrocarburos pasan por un sistema de adecuación (sistema de transporte) los mismos son valorados para calcular el pago de regalías e impuestos, los cuales se detallan en el cuadro 5.

De acuerdo con el Artículo 8 del Reglamento para la liquidación de regalías y la participación al TGN por la producción de Hidrocarburos, el precio de valoración será declarado por la empresa suscriptora de los contratos, es decir, que el Estado Boliviano no es el que fija los precios, sino la empresa transnacional titular de dicho contrato.

Cuadro 5: Precio de valoración de los hidrocarburos destinados al pago de regalías

Hidrocarburo	Precio	Expresión en dólares
	Petróleo	
Mercado interno	Precio de real de venta declarado por el titular del contrato	\$us/Barril
Mercado externo	Precio de venta de exportación declarado por el titular de contrato o el precio del WTI(El mayor precio)	\$us/Barril
	Gas natural	
Mercado interno	Precio de real de venta declarado por el titular del contrato	\$us/Barril
Mercado externo	Precio de venta de exportación declarado por el titular de contrato o el precio del WTI(El mayor precio)	\$us/Barril
	Precio de gas licuado	
Mercado interno	Precio de real de venta declarado por el titular del contrato	\$us/Barril
Mercado externo	Precio de venta de exportación declarado por el titular de contrato o el precio del WTI(El mayor precio)	\$us/Barril

Fuente: Ley de hidrocarburos 3058

1.2.6. Precio de valoración de Hidrocarburos (para el pago de regalías)

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

1.2.7. Forma de pago

La forma de pago estipulada dentro de la Ley 1689 indica que: “El pago por concepto de regalías y participaciones al TGN será depositado por el titular, en dólares de los Estados Unidos de América o en moneda nacional al tipo de cambio oficial de venta de la fecha de depósito, en las respectivas cuentas bancarias del Tesoro General de la Nación, o su equivalente en especie.

1.3. TERCERA SECCIÓN: El Proceso de Nacionalización (Mayo 2005-2010)

ANTECEDENTES

Desde las movilizaciones populares de octubre de 2003 y la huída de Gonzalo Sánchez de Lozada (Presidente constitucional 2002-2003), pasando por los debates públicos y anónimos de la población, por las asambleas barriales, por el referéndum del gas (Decreto de Ley de 13 Abril 2004), por los proyectos de Ley de Hidrocarburos propuestos en el congreso y sus discusiones, hasta la renuncia de Carlos Mesa Gisbert (Presidente Interino 2003-2005); que finalmente, culminó en la promulgación de la actual Ley de Hidrocarburos 3058.¹⁸

¹⁸ Personas que tienen la propiedad de un título, documento o derecho.

1.3.1. Análisis del Proceso Nacionalizador (Ley 3058)

De acuerdo con la nueva CPE (Constitución Política del Estado Plurinacional de Bolivia) promulgada en febrero de 2009, una de las principales funciones del Estado consiste en el aprovechamiento de los recursos naturales estratégicos. Para este propósito, la Carta Magna promueve una organización económica basada en el desarrollo productivo de los recursos naturales con el objetivo final de eliminar la pobreza y la exclusión social y económica de país (Artículo 313°).

En este contexto, la CPE determina que el Estado será quien tenga la propiedad y control de los recursos naturales considerados estratégicos, y también el encargado de administrar toda la cadena de exploración, producción e industrialización a través de empresas estatales (Artículos 309° y 311°).

Adicionalmente, la CPE dispone que la prioridad de las políticas económicas del Estado debe ser la articulación de la explotación de los recursos naturales con el aparato productivo interno (Artículo 319°), en lo cual pueden participar tanto el nivel central como los niveles locales. Estos últimos ejercerán control y monitoreo socioambiental en sus respectivas jurisdicciones (Artículos 9°, 298°, 300° 302°, 304°).

La CPE también establece que la distribución de los beneficios de la explotación de recursos naturales debe seguir un criterio de equidad social, asignándose con prioridad a las regiones productoras, a las naciones y pueblos indígenas originarios, y a los campesinos¹⁹

Como se puede colegir a partir de los lineamientos constitucionales, la importancia del sector de hidrocarburos para el gobierno central y los gobiernos locales (departamentales y municipales) está dada por los recursos que este transfiere vía

¹⁹ De acuerdo con la Ley Marco de Autonomías y Descentralización de julio de 2010, son aquellos pueblos y naciones que existen con anterioridad a la colonización y constituyen una unidad sociopolítica, históricamente desarrollada, con organización, cultura, instituciones, derecho, ritualidad, religión, idioma y otras características comunes e integradas. Además se encuentran asentados en un territorio ancestral determinado y con sus instituciones propias, que en las tierras altas son los Suyus conformados por Markas, Ayllus y otras formas de organización, y en las tierras bajas tendrán las características propias de cada pueblo indígena, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 2, Parágrafo del Artículo 30 y el Artículo 32 de la Constitución Política del Estado.

tributaria y no tributaria. Esta relación fiscal se encuentra a lo largo de toda la cadena de producción petrolera, es decir, las etapas de exploración, explotación, transporte, refinación, comercialización y distribución por redes.

A continuación se explica de qué manera el marco regulatorio determina la distribución de los beneficios provenientes de los recursos hidrocarburíferos según sus etapas productivas.

Exploración y explotación

Durante nueve años, entre abril de 1996 y mayo de 2005, el sector petrolero estuvo regido por la Ley de Hidrocarburos N° 1689, la cual contemplaba la suscripción de contratos de tipo “riesgo compartido” para la exploración y explotación de hidrocarburos. Este régimen liberal en cuanto al tipo de relacionamiento del Estado con las empresas privadas tenía el objetivo último de atraer las inversiones necesarias para cumplir con el contrato de abastecimiento de gas natural a la República Federal del Brasil hasta el año 2019²⁰.

En ese contexto jurídico, las empresas inversoras asumían el riesgo de la exploración pero a cambio adquirirían la propiedad de los hidrocarburos una vez extraídos del subsuelo. La condición era el abastecimiento del mercado interno de gas natural y líquido (crudo y gas licuado de petróleo o GLP), y el cumplimiento de la normativa de formación de precios internos, que en principio estaba orientada a reflejar las condiciones del mercado internacional.

Mientras los precios internacionales fueron bajos, la reglamentación se mantuvo inalterada. Sin embargo, a partir de 2003 y 2004 cuando el mercado internacional del petróleo comenzó a mostrar una tendencia alcista, se hicieron varias modificaciones a la normativa de precios con el fin de estabilizarlos en un nivel más bajo para el consumidor nacional.

²⁰ Contrato de compra de gas natural por parte de Petrobras S.A. y de venta por parte de YPF por un plazo de 21 años. El contrato fue suscrito en agosto de 1996 y el suministro se inició en julio de 1999, con un volumen inicial de 8 millones de m³ por día, el cual se iría incrementando hasta un máximo de 30 millones de m³ por día.

En tal sentido se estableció, mediante los Decretos Supremos ²¹ 27691 y 27959, que los nuevos precios en boca de pozo para el mercado interno, tanto del petróleo como del GLP, fueran fijados en US\$/Bbl 27,11 y 16,91 respectivamente. En el caso del gas natural, la normativa que establecía el precio de este energético para el mercado interno variaba entre los diferentes tipos de usuarios, resultando en un promedio de US\$/MM BTU 0,59.

En el contexto de precios internacionales altos, en el año 2005 se aprobó la nueva Ley de Hidrocarburos N° 3058, cuya misión encomendada por el pueblo boliviano a través de un referéndum consistía en la “recuperación de la propiedad de los hidrocarburos producidos”, derecho este que debía ser ejercido por YPFB (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos) en representación del Estado boliviano. Asimismo se determinó la anulación de los contratos de riesgo compartido y se definió un nuevo régimen contractual donde necesariamente se contempla la participación de YPFB.

La nueva CPE, aprobada posteriormente a la Ley N° 3058, refrendó los mencionados lineamientos. En los Artículos 362° y 363° autorizaba, mediante la Asamblea Legislativa Plurinacional, la suscripción de contratos de prestación de servicios con empresas públicas, mixtas o privadas, bolivianas o extranjeras, siempre y cuando no se incurriera en pérdidas para YPFB y/o para el Estado.

Igualmente permitía la conformación de sociedades de economía mixta para realizar actividades de la cadena, con participación accionaria de al menos 51% del total del capital social.

En la refundación de YPFB se le otorgó la propiedad de las acciones de las empresas petroleras que habían sido capitalizadas en 1995 por empresas privadas extranjeras y que fueron nacionalizadas mediante el D.S. 28701 de mayo de 2006.

²¹ El Decreto Supremo. constituye un instrumento jurídico promulgado por la instancia Ejecutiva del gobierno de turno; su nivel jerárquico es inferior al de una Ley pero superior a una Resolución Ministerial o Resolución Administrativa, emitidas respectivamente por un ministerio o por una agencia regulatoria.

Con dicho “Decreto de Nacionalización,” como se le denominaría, se confería a YPFB la potestad de definir las condiciones de comercialización de los hidrocarburos y de tomar el control de todas las actividades de la cadena productiva. Asimismo se establecía un nuevo marco contractual para las empresas que operan en las actividades de exploración y explotación, y su obligación de adecuarse a ese nuevo marco en un plazo de 180 días. Según la normativa, los nuevos tipos de contrato posibles entre las empresas y el Estado boliviano son:

(i) Contrato de Producción Compartida. Es aquel por medio del cual una persona colectiva, nacional o extranjera ejecuta con sus propios medios, y por su exclusiva cuenta y riesgo, las actividades de exploración y explotación a nombre y en representación de YPFB.

El Titular (empresa petrolera operadora en estas actividades) en el Contrato de Producción Compartida tiene una participación en la producción, en el punto de fiscalización, una vez deducidas las regalías, impuestos y participaciones.

(ii) Contrato de Operación. Es aquel por medio del cual el Titular ejecutará con sus propios medios, por su exclusiva cuenta y riesgo, y a nombre y en representación de YPFB, las operaciones correspondientes a las actividades de exploración y explotación dentro del área materia del contrato a cambio de una retribución.

(iii) Contrato de Asociación. Es aquel contrato suscrito entre YPFB y el Titular de un Contrato de Operación que hubiese efectuado un descubrimiento comercial. En el Contrato de Asociación se establecerá la participación sobre la producción para cada una de las partes.

En la actualidad existen 71 contratos que el Estado boliviano tiene suscritos con 12 empresas petroleras transnacionales los cuales pueden ser apreciados en el cuadro 6

Cuadro 6: Contratos de riesgo compartido

EMPRESA	Proceso						Total
	Capitalizacion		Conversion		Licitacion		
	Contrato por		Contrato por		Contrato por		
	Exploracion	Explotacion	Exploracion	Explotacion	exploracion	Explotacion	
Empresa petrolera chaco S.A.	2	17	-	-	1	-	20
Empresa petrolera Andina S.A	4	14	-	-	-	-	18
Repsol YPF E&P Bolivia S.A.	-	-	3	1	1	2	7
Pluspetrol Bolivia corporation S.A.	-	-	-	1	5	-	6
Petrobras Bolivia S.A.	-	-	2	-	3	-	5
Vintage petroleum Boliviana Ltd.	-	-	1	2	-	1	4
BG Bolivia corporation	-	-	1	2	-	-	3
Total exportación production Bolivie	-	-	1	-	2	-	3
Matpetro I S.A.	-	-	-	-	-	2	2
Petrobas Energia S.A Sucursal Bolivia	-	-	-	1	-	-	1
Canadian Energy Enterprises	-	-	-	-	-	1	1
Don Won	-	-	-	1	-	-	1
Total contratos	6	31	8	8	12	6	71

Fuente: CEDLA

Elaboración: propia

El 218% de los contratos corresponde a la empresa Chaco S.A., que tiene como principal accionista a la British Petroleum (inglesa), mientras que el 35% está firmado por Repsol-YPF (española) los cuales 25% son a través de la empresa Andina S.A. y 10% de manera directa).

Artículo 16 (Propiedad de los Hidrocarburos)... “El titular de un Contrato de Producción Compartida, Operación o Asociación está obligado a entregar al Estado, la totalidad de los Hidrocarburos producidos en los términos contractuales que sean establecidos por este”²².

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

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

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

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

Sin embargo, lo que se debe destacar es que la Ley 1689 (jurídicamente hablando), los Hidrocarburos se consideraban de propiedad Estatal tanto en las actividades de exploración y explotación, ahora con la Ley N°3058 esta propiedad jurídica es ampliada hasta el punto de fiscalización; pero en ambos casos, la propiedad real continua bajo el control de las empresas transnacionales.

²² Contrato de Riesgo Compartido. Es el sitio aprobado por la autoridad competente, con el objetivo de determinar el volumen de Hidrocarburos correspondientes a las Regalías, el volumen de Hidrocarburos del contratista y definir los volúmenes relevantes para el cálculo de los derechos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos. Es el sitio aprobado por la autoridad competente, con el objetivo de determinar el volumen de Hidrocarburos correspondientes a las Regalías, el volumen de Hidrocarburos del contratista y definir los volúmenes relevantes para el cálculo de los derechos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

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

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

1.3.2. La Comercialización

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

Artículo 17° (Ejecución de la política de los Hidrocarburos)...La actividad de comercialización en el mercado interno de los productos derivados de los hidrocarburo, podrá realizarse por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, sociedades mixtas o por personas individuales o colectivas del ámbito público o privado, conforme a Ley²³.

En el caso de la exportación del gas natural el tema es más serio, ya que la Ley no crea las condiciones para que YPFB disponga de recursos y tampoco de participar realmente en la exploración y la explotación de los hidrocarburos, solo le asigna la función de agregador de exportación, distribuidor de las cuotas de participación de la producción exportable y por representar a las empresas petroleras transnacionales actividad por la cual recibe un pago (Lo mismo sucedía en la minería hasta la Revolución de 1952, se nacionalizó las minas y COMIBOL

²³ Agregador de exportación: YPFB establece fuentes y los destinos de la producción, esta asignación es técnica ya que la misma determinará qué producción, de qué campo y cuál se encuentra más cerca de un mercado determinado.

asignaba los cupos de exportación entre las diferentes empresas productoras); en pocas palabras las empresas transnacionales son dueñas de los hidrocarburos y emplean a YPFB para que las represente.

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

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

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

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

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

significa (en términos reales) el control de la cadena productiva en todas sus fases, no es un objetivo de la política de hidrocarburos del Estado Boliviano.

1.3.3. Los precios

Analizar la estructura de los precios es una forma de identificar la propiedad no solo de los recursos hidrocarburíferos, sino también de la misma renta petrolera; la Ley N° 3058 establece que es una atribución del Ministerio de Hidrocarburos, como autoridad competente, determinar los precios en el punto de fiscalización²⁴.

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

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

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

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

²⁴ Esto por la insuficiencia de los recursos que son asignados a YPFB.

ritmo de exportaciones, etc.) sino, también para definir los “precios reales de venta”.

1.3.4. Regalías y Participaciones

Queda claro que cuando la empresa petrolera transnacional paga la regalía al Estado, no está renunciando a parte de la ganancia socialmente establecida, no está cediendo parte de los beneficios normales que su capital podría obtener en cualquier otra esfera de la producción social, sino está entregando una porción de la ganancia extraordinaria a la que accede por explotar recursos naturales que no le pertenecen²⁵.

Es por eso que la Ley establece que las empresas que realicen explotaciones de los recursos hidrocarburíferos en territorio boliviano están sujetas al pago de regalías y compensaciones sobre la producción fiscalizada, pagaderas en dólares estadounidenses o su equivalente en moneda nacional, o en especie a elección del beneficiario, como lo señala el artículo 52 de la Ley 3058 (ver cuadro 7).

Cuadro 7: Tipos de regalía y porcentajes (3058)

Tipo de Regalía	Porcentaje de la producción fiscalizada
Regalía departamental asignada a los departamentos productores: tarija, santa cruz, cochabamba y chuquisaca.	11%
Regalía nacional compensatoria asignada a los departamentos de Beni y Pando	1%
Participación a favor del tesoro general de la nación	6%
Total	18%

Fuente: Elaboración propia con base en la ley de hidrocarburos 3058

Además que la nueva Ley 3058 dispone que el 6% de participación sea entregado directamente a las cuentas del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, sin que la estatal petrolera YPFB participe de estos ingresos y tampoco el Tesoro

²⁵ En aplicación del marco teórico aplicado en esta investigación.

General de la Nación, girando de esta forma en torno a los parámetros fijados por la política liberal instalada por Sánchez de Lozada.

Por tanto la pregunta que debemos hacernos en este punto de la investigación es: “¿Cómo los precios de venta se relacionan con el pago de impuesto?; en razón de que la base para el cálculo de las regalías y del Impuesto Directo de Hidrocarburos es precisamente, el precio real de venta declarado por el titular del contrato petroleros, en este entendido se crea una relación directa entre ambos elementos: si las empresas petroleras transnacionales determinan un precio bajo para la venta de los Hidrocarburos, la magnitud de la misma regalía y del Impuesto Directo de los Hidrocarburos (IDH) también lo será y viceversa²⁶.

Para el precio de comercialización extranjera del gas natural primero se deben crear condiciones suficientes de mercado de destino, por lo que las empresas petroleras determinan precios reales de forma tal que el pago de las regalías sea lo más bajo posible; así pueden generar su ganancia extraordinaria en las otras fases de la cadena productiva Hidrocarburífera; esta es la razón que explica, por ejemplo, la existencia del precio de exportación “solidario” con la Argentina o la diferencia entre el precio del gas natural boliviano exportado y el precio del gas natural que Estados Unidos exporta a Canadá.

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

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

²⁶ El texto de la Ley introduce confusión al referirse a la regalía departamental como el equivalente de 11% de la “producción Departamental fiscalizada”, a la regalía nacional compensatoria del 1% de la Producción Nacional fiscalizada” y a la participación del Tesoro General de la Nación del 6% de la “producción Nacional fiscalizada”, siendo que sólo existe una definición precisa de la producción fiscalizada como el volumen “de Hidrocarburos medidos en el Punto de Fiscalización”, el mismo que alude al campo específico y no a una producción departamental o nacional.

Nación, de las gobernaciones departamentales productores y los departamentos de Beni y Pando.

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

1.3.6. Contratos petroleros y pago de regalías

La Ley 3058 define tres tipos de contratos: De producción compartida de asociación, De operación. En cada uno de estos documentos se debe establecer una cláusula específica que haga referencia al régimen de regalías al cual se somete el Titular, entonces la Ley define:

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

En cuanto a los contratos de producción compartida y de asociación, la misma establece que YPFB y el Titular del contrato se distribuirán la participación neta que a cada uno le corresponde después del pago de regalías y participaciones; entonces se tiene:

Artículo76: “YPFB y el Titular de un contrato de producción compartida pagarán las regalías, las participaciones y los impuestos en proporción a su participación en la producción comercializada, según lo establecido en la presente Ley y los impuestos establecido en la Ley N°843 (texto ordenado)”

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

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

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

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

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

1.3.7. El Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH)

Después de promulgada la Ley 3058 cual crea el IDH, indica: **Artículo 57:** Se distribuyen los futuros recursos impositivos entre las Gobernaciones Departamentales, el TGN, Municipios, Universidades, Pueblos indígenas, Policía y Fuerzas Armadas; pero sin considerar el principio de coparticipación tributaria.

Mediante un análisis del Ministerio de Economía y Finanzas, se considera que para todos los cálculos sobre el 100% de la producción Hidrocarburífera, el 64,4% sería producido por Tarija, el 18,1% por Santa Cruz, el 14,7% Cochabamba y el 2,8% por Chuquisaca. En este entendido la distribución por el IDH será en función de los niveles de producción que cada departamento contribuye, y también se crea un porcentaje para los departamentos no productores.

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

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

Ley 3058 Artículo 57: a) cuatro por ciento (4%) para cada uno de los departamentos productores de hidrocarburos de su correspondiente producción departamental fiscalizada. b) Dos por ciento (2%) para cada departamento no productor. c) En caso existir un departamento productor de hidrocarburos con ingreso al de algún departamento no productor, el Tesoro General de la Nación nivelara su ingreso hasta el monto percibido por el departamento no productor que recibe el mayor ingreso por concepto de coparticipación en el Impuesto Directo a los Hidrocarburos. d) El Poder Ejecutivo asignará el saldo del impuesto Directo a los Hidrocarburos a favor del TGN, Pueblos Indígenas y Originarios, Comunidades Campesinas, de los Municipios, Universidades, Fuerzas Armadas, Policía Nacional y Otros.

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

Como muestra el gráfico 8, la Prefectura de Tarija es la que mayores recursos recibe. La segunda Prefectura Productora, que es la de Santa Cruz, triplica sus ingresos por concepto de IDH.

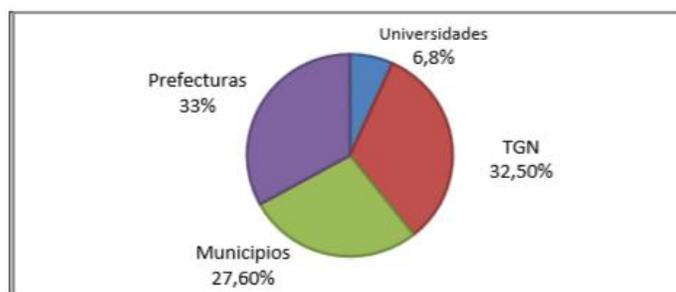
Cuadro 8: Distribución anual del IDH según la ley de hidrocarburos 3058 decreto supremo 28223(en millones de dólares americanos)

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

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

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

Grafico 1: División Anual del IDH



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

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

1.3.8. Política de Precios de Hidrocarburos en Bolivia

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

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

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

a) Los precios del petróleo en Punto de Fiscalización:

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

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

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

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

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

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

Al incorporar el régimen de regalías y patentes al régimen de impuestos, las empresas no pagan el mismo impuesto dos veces, lo que permitirá a las empresas la acreditación del Impuesto a las Utilidades. Entonces, esta nueva figura en la Ley

3058, es probable que podría llevar a que el pago del nuevo Impuesto a la Producción de Hidrocarburos (IDH) sea deducido al momento de pago de utilidades, la Ley no prohíbe la acreditación del IDH, en cambio habla de incentivos al volumen y calidad de la producción en campos menores, por lo que no debería extrañar que mediante Decreto Reglamentario se devuelva parte del IDH a las empresas en forma de incentivo a los campos pequeños²⁷.

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

1.3.9. Petróleo

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

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

Respectivamente, el valor del crudo en el mercado internacional, está tasado por los grados API que posea, los que presentan cifras superiores a los 39° API son

²⁷ Lugar donde se participa, se valoriza y se paga el 11% de la producción bruta de los hidrocarburos sujeta al pago de regalías de los departamentos productores, razón por la que ningún consumo, compensación o costos, llámese de exploración, explotación, adecuación, transporte u otros, son deducibles de las regalías. (Ley 3058).

los que tiene un mayor precio, en tanto aquellos que se sitúan entre los 10° a los 22° API corresponden a un menor costo. Además, los crudos utilizados para fijar los precios internacionales del petróleo son básicamente tres:

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

Cuadro 9: Crudos utilizados para fijar precios internacionales

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

Fuente: Nicolás Rodríguez 2005. 'presentación: características de los combustibles y su comportamiento en la altura.

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

El Artículo 56 de la Ley 3058: No determina la fijación del precio para el mercado interno ligado al precio de referencia internacional, pues el Artículo mencionado habla de los precios reales a los que se vendió el petróleo, sin embargo, en el Artículo 89 (que trata nuevamente el tema de los precios del petróleo para el mercado interno, pero como precio del insumo para las actividades del downstream), establece que los precios del petróleo crudo se fijarán, tomando como referencia, la paridad de exportación del producto de referencia (los precios de exportación); en última instancia, no pueden ser menores al precio internacional de referencia WTI.

De esta forma las empresas extractoras del producto se ven beneficiadas, ya que pueden declarar precios bajos para efectos del pago de regalías y convertirlos a paridad internacional para calcular los precios de los derivados. De manera lógica, si se da una venta efectiva, ninguna empresa aceptara precios menores a los máximos permitidos en la Ley.

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

Sin embargo, lo más relevante es que los precios del petróleo se fijan sobre la base de los precios del mercado estadounidense, creando una presión de dicho mercado sobre la economía boliviana²⁸.

1.3.10. Gas natural

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

²⁸ Desde Junio de 2004 23 Artículo 87(precio del gas natural): El precio de exportación del Gas Natural podrá enmarcarse en los precios de competencia gas líquido donde no existía consumo de gas y gas-gas en los mercados donde exista consumo de gas. En ningún caso los precios del mercado interno para el gas natural podrán sobrepasar el 50% del precio mínimo del contrato de exportación. El precio del Gas Natural Rico de Exportación podrá estar compuesto por el Gas Natural Despojado y si contenido de licuables. El Gas Natural Despojado tendrá un contenido máximo de 1,5% molar de dióxido de carbono, 0,5% molar de nitrógeno y un poder calorífico superior en Base seca máximo de mil (1.000) BTU. Para establecer las características del Gas Natural Despojado de Exportación, se aplicará al Gas Natural Rico de Exportación los rendimientos de separación de licuables de una planta de turbo- expansión (Gaceta Oficial)

por la tendencia al monopolio es posible que en el futuro se concentre en mercados determinados como el de Nueva York o Londres.

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

Precios en Boca de Pozo Los precios del Transporte Precios de Distribución: La proporción del precio del transporte en relación con el precio total, en los años recientes tiene una tendencia a anivelarse hacia la baja, porque la inversión de transporte es fija (una vez cada treinta años 20) y por qué evolucionan técnicas de transporte.

La proporción de los precios en boca de pozo y los de distribución con respecto del precio total son oscilantes entre sí. Por lo tanto, si uno sube, los hace, aproximadamente, en la misma proporción que el otro baja. Estas fluctuaciones en estos componentes del precio más allá de las expectativas del consumo y producción (normales en cualquier mercado), responde al proceso de liberación, mediante opciones de compra y venta a futuro manipulan especulativamente sobre estos dos componentes del precio.

Para el caso de Latinoamérica es considerado un mercado aislado debido a la falta de la consolidación de mercados a escala internacional, como en el caso del petróleo. Los precios deberían tener una independencia internacional de los principales mercados como el Henry Hub y reflejar el precio de costo de acuerdo a las características de la economía Latinoamericana.

Por ahora se puede afirmar que existe independencia en la fijación de precios en la región, pero esto podría cambiar rápidamente ya que existen presiones de liberación de mercados. En Bolivia se cuentan con tres casos de presión al aumento de precios: El desabastecimiento general de diésel, el desabastecimiento general de gas natural en el Altiplano y el desabastecimiento general de GLP

En el último caso se hace ver la escasez como un factor no previsto de la demanda, como el aumento inesperado del número de vehículos automotores que utilizan GLP, el contrabando a países vecinos donde el precio es más cercano

al internacional. Sin embargo los datos nos muestran que la producción de GLP de plantas y refinerías diarias, corresponden al doble de lo que se consume diariamente en el mercado interno. Si asumimos la capacidad de almacenamiento limitada y no existe ninguna resolución que autorice la exportación de GLP, se puede conjeturar que son las empresas las que están contrabandeando el producto.

El mercado de la región está dividido en países exportadores que no consumen lo que necesitan (como Bolivia) y países importadores con reservas limitadas o carentes de ellas. Los países exportadores de mayor importancia por volúmenes de exportación y desarrollo de recursos son: Bolivia, Argentina, Perú, Colombia, Brasil y Venezuela al mismo tiempo los países principales en importación son: Chile, Brasil, Argentina, Uruguay y Paraguay.

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

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

El Artículo 87 establece que los precios del gas natural para el consumo interno no podrán ser mayores a la mitad de los precios de exportación, sin embargo el Artículo 89 en su inciso d) contradice al anterior, ya que establece que el gas natural se valorará, “considerando los precios de contratos existentes y de oportunidad de mercado”, donde la fijación de precios es una voluntad de privados y bajo libre competencia.

La ambigüedad de los Artículos 87 y 89 en la fijación de los precios del gas para el mercado interno debería ser resuelta en los contratos, donde la negociación es más favorable para las empresas. La figura más cercana de fijación de precios de competencia podría establecer precios bajos para el producto en boca de pozo, por lo tanto bajos niveles de regalías, para ajustarse en las siguientes fases del transporte y la distribución.

El artículo 97 establece una tarifa única para el transporte por ductos para el mercado interno y de exportación, denominada “estampilla”, asimismo, el Artículo 108 establece que el precio de distribución de gas por redes debe estar en función del mencionado inciso d) del Artículo 89. Además el Artículo 141 refuerza las intenciones del Artículo 87 para favorecer el mercado interno, pues establece subsidio del gas natural para el uso social y productivo. Sin embargo, estos subsidios tendrán que correr a cargo del Estado, según Artículo 86, donde con un contrato de Compensación de Servicios el Estado se asegurará de gas natural para garantizar el consumo nacional. Pagando con la producción en especie, producto de las regalías del IDH.

1.3.11. La necesidad de refundación de YPFB

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

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

Bajo esta disposición, la nueva Ley de Hidrocarburos ordena que los recursos obtenidos por la capitalización sean revertidos a la empresa. Sin embargo, estos recursos no son dinero en efectivo; lo que ordena la Ley es que la Estatal petrolera

participe como directa accionaria en las empresas petroleras Chaco S.A., Andina S.A. y la empresa transportadora Trans - redes S.A.

Ese es el patrimonio básico de la refundada YPFB, que comparado con el de otras empresas que participan en la producción hidrocarburífera boliviana, es muy bajo (ver cuadro 10)

Cuadro 10: Comparación Patrimonial de YPFB

Partida	Empresa				
	BP	Total S.A.	Repsol YPFB	Petrobras	BG
Activos	117.572,0	90.358,2	47.922,0	53.612,0	12.545,0
Patrimonio	75.538,0	34.358,8	29.071,0	17.519,0	6.854,0
Ingresos	236.045,0	118.256,8	46.880,0	30.797,0	6.278,0
Utilidad	10.437,0	7.938,3	2.545,0	6.559,0	1.334,0

Fuente: Elaboración CEDLA con base en información de la cámara Boliviana de Hidrocarburos

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

Entonces, ante esta imposibilidad de competición financiera, el único medio que el Estado ejerza dominio soberano es mediante el control monopólico de tres elementos: Transporte y Comercialización, Refinación y almacenamiento Determinación de los precios de exportación.

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

Ley 3058 Artículo 17: “La exploración, explotación, comercialización, transporte, almacenaje, refinación e industrialización de los hidrocarburos y sus derivados corresponden al Estado, derecho que será ejercido por si, mediante entidades

autárquicas o a través de concesiones y contratos por tiempo limitado, a sociedades mixtas o personas privadas”.

Además, el mismo Artículo indica:

La comercialización en el mercado interno, podrá ser realizada por YPFB, sociedades mixtas o personas individuales o colectivas. La exportación de gas natural será efectuada por YPFB como cargador y agregador de la producción propia y de la producción del resto de las empresas operadoras en el sector. La exportación de petróleo podrá ser realizada por YPFB, sociedades mixtas o personas individuales o colectivas.

La exportación de productos refinados de petróleo o gas natural podrá ser realizada por YPFB, sociedades mixtas o personas individuales o colectivas. La importación de Hidrocarburos podrá ser realizada por YPFB, sociedades mixtas o personas individuales o colectivas. La refinación, almacenamiento, industrialización y transporte del gas natural por redes podrá ser realizada por YPFB, sociedades mixtas o personas individual o colectivo.

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

Así, el panorama se completa, al ver que YPFB participará como competidor con las empresas del sector y se asociará a ellas para explotar los Hidrocarburos. Además, según lo dispuesto por el Artículo 86: “YPFB será agregado y/o Vendedor para toda exportación de Gas Natural que se haga desde territorio boliviano, asignando volúmenes requeridos a las empresas productoras”.

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

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

CAPÍTULO II: EXPERIENCIA DE ANÁLISIS SOBRE LOS INGRESOS FISCALES DEL SECTOR HIDROCARBURIFERO EN BOLIVIA

INTRODUCCION

La economía boliviana depende de manera significativa de la exportación de recursos naturales, en especial de hidrocarburos. Desde el punto de vista fiscal, la venta de gas natural a Brasil y a Argentina genera al Tesoro General de la Nación más del 50% de sus ingresos. Desde mediados de los años 2000, la economía mundial registra precios elevados de las materias primas, en particular petróleo y gas natural, lo cual ha representado un shock positivo de ingresos para el país.

En este capítulo se busca analizar la manera en que los cambios en los precios del petróleo y del gas natural afectan los ingresos del gobierno central y de los gobiernos departamentales, considerando el contexto jurídico e institucional del sector de los hidrocarburos en Bolivia.

Después de esta corta introducción, en la primera sección se analiza el marco regulatorio jurídico de la distribución de la renta petrolera tanto en las actividades de exploración y explotación, como en las de transporte, refinación, comercialización y distribución. En la segunda sección se describe el andamiaje institucional que respalda la distribución de los recursos provenientes del sector de hidrocarburos en todas sus etapas, y la cuantificación de los ingresos fiscales provenientes del sector y se describe su distribución en Bolivia. Y las variaciones del precio internacional del petróleo afectan los ingresos del gobierno nacional.

2.1. PRIMERA SECCIÓN: Incidencia de los impuestos hidrocarburifero en el ingreso fiscal de Bolivia.

En la recaudación tributaria de mercado interno, la principal actividad en términos de incidencia fue la hidrocarburífera con 4,9%, debido a los pagos por concepto de IUE efectuadas por las empresas de este sector, que alcanzó Bs3.414,5 millones registrando una diferencia de Bs1.128,0 millones con relación a 2013. La segunda

actividad más relevante fue el comercio con una incidencia 2,9%, recaudando Bs 5.169,7 millones con una diferencia de Bs 680,8 millones respecto a la gestión anterior, efecto de un mayor movimiento comercial en el mercado interno.

2.1.1. Régimen tributario de las actividades de exploración y explotación

La Ley de Hidrocarburos N° 3058 de mayo de 2005 constituye la base legal del actual régimen tributario para las etapas de exploración y explotación. En lo que respecta a la fase de exploración y la posterior explotación, si aplica, la obligación con el sector fiscal está dada por las patentes que se pagan anualmente por las áreas sujetas a contratos petroleros²⁹ (Artículos 47° al 51°). En el cuadro 11 se detalla esta relación.

Cuadro 11: Pago de patentes por exploración y explotación de hidrocarburos

Fases	Zonas tradicionales (bs./Ha.)	Zonas no tradicionales (bs./Ha.)
Fase 1	4,93	2,47
Fase 2	9,86	4,93
Fase 3	19,71	9,86
Fase 4	39,42	19,71

Fuente: Ley de hidrocarburos N° 3058 (art. 47° al 51°) (bs./Ha.)
Significa bolivianos por hectáreas

El destino de estos fondos son, por un lado, los municipios donde se encuentran las concesiones petroleras con un 50%, y por el otro el Ministerio de Desarrollo Sostenible con el otro 50%; este último se destina a financiar proyectos de inversión y/o gestión ambiental en los departamentos productores.

En cuanto a la etapa de explotación, o cuando el campo inicia el periodo productivo y comercial, la Ley N° 3058 ratifica los impuestos existentes, pero fundamentalmente introduce un nuevo gravamen que cambia por completo el esquema tributario en el país (cuadro 12). Se trata del IDH (impuesto directo a los

²⁹ Estos pagos se deben efectuar en moneda nacional manteniendo el valor (indexado a la inflación).

hidrocarburos), con una alícuota del 32% aplicada a la producción fiscalizada en boca de pozo³⁰ en todo el territorio nacional.

Cuadro 12: Régimen tributario para la explotación de hidrocarburos

Impuesto	Alícuota	Distribución beneficiario
A la producción	50%	
Regalía departamental	11%	Departamento productor
Regalía nacional compensatoria	1%	Beni(2/3) y Pando(1/3)
Participaciones	6%	TGN
IDH	32%	*
A las utilidades		
Participación contractual	1%-18%	YPFB
IUE(Impuestos sobre las utilidades de empresas)	25%	TGN
IRUE (Imp. Remisión utilidades al exterior)	12,5%	TGN

Fuente: ley de hidrocarburos N° 3058(art. 52° al 57°)

* Departamento productor (4%), departamento no productor (2%) con criterios de compensación por el TGN. El resto se destina al TGN, Pueblos indígenas originarios, comunidades campesinas, municipios, universidades, FFAA, Policía Nacional y otros.

Para el pago tanto de las regalías como las participaciones y el IDH, la producción de gas natural y petróleo se valora a precios efectivamente pagados en el mercado interno y externo. A continuación se explica la formación de cada una de las contribuciones tributarias ilustradas en el cuadro 12 y su respectiva distribución conforme a la normativa vigente:

- La Regalía Departamental corresponde al 11% de la producción fiscalizada y su asignación está destinada, como su nombre lo indica, al departamento donde se originó la producción. De los nueve departamentos de Bolivia, cuatro son productores: Cochabamba, Chuquisaca, Santa Cruz y Tarija.

³⁰ El Artículo 138° de la Ley lo define como el punto de salida de la corriente total de fluidos que produce un pozo (petróleo, gas natural, agua de formación y sedimentos), antes de que se los conduzca a un sistema de adecuación.

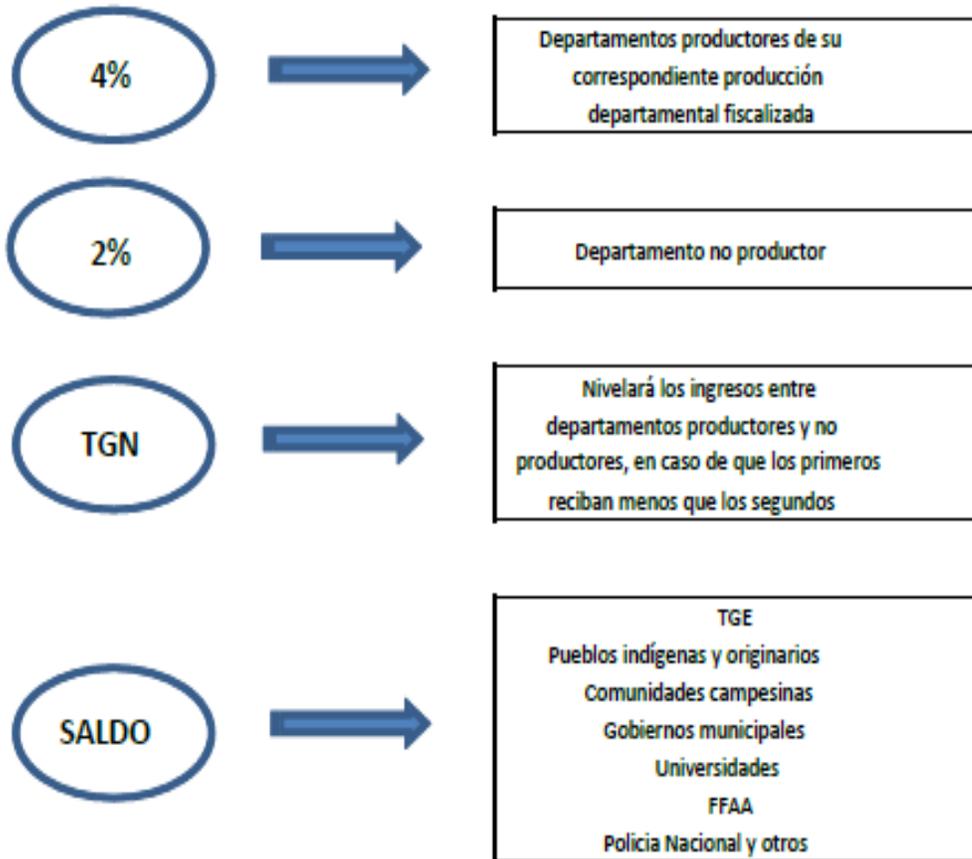
Este último es el más relevante por los grandes volúmenes producidos de gas natural y crudo.

- La Regalía Nacional Compensatoria, equivalente al 1% del total de la producción en el nivel nacional, se distribuye en un tercio para Pando y dos tercios para Beni (los dos departamentos menos desarrollados del país), de acuerdo con el Artículo 4° de la Ley N° 981 de marzo de 1988. Dicha norma pretende contribuir al desarrollo regional de ambos departamentos, en igualdad de condiciones con el resto del país, siendo estos recursos considerados propios y de libre disponibilidad.
- La participación a favor del TGE equivale al 6% del total de la producción nacional fiscalizada de hidrocarburos. Cabe notar que antes de la Ley N° 3058, este 6% favorecía a YPFB para gastos de administración de contratos petroleros y solo el resto de los recursos se destinaba al TGE³¹.
- Por su parte el IDH, con una alícuota del 32% sobre el total de la producción nacional de hidrocarburos, se distribuye de la siguiente manera de acuerdo con el Artículo 57° de la Ley N° 3058 (gráfico 2). Dada la importancia del IDH para la economía nacional, a partir de su creación y de la aprobación del Reglamento de Aplicación³² se produjeron una serie de modificaciones relacionadas principalmente con los criterios de asignación de recursos entre los diferentes beneficiarios definidos inicialmente.

³¹ Disposición establecida en la Ley N° 1689 de 1996.

³² Mediante el D.S. 28223 del 27 de junio de 2005 se aprueba el Reglamento de Aplicación del IDH.

Grafico 2: Coparticipación del IDH



Fuente: Ley de Hidrocarburos N° 3058, Artículo 57°.

- La Participación Contractual (OLADE 2010) nació con la firma de los nuevos contratos de exploración y explotación, estableciéndose una participación adicional calculada sobre la utilidad de la operación a favor de YPF. El porcentaje de esta participación es variable y está sujeto a negociación entre las partes; sin embargo, cálculos preliminares la sitúan entre el 1 y 18% del valor bruto de producción.
- El IUE (impuesto a las utilidades de las empresas)³³, que consiste en aplicar la alícuota del 25% a la utilidad de las empresas, se paga en forma anual. A partir de la Ley de Hidrocarburos N° 1689 de 1996, el IUE pasó a constituir

³³ Impuesto creado mediante la Ley N° 843 para ser aplicado a todas las empresas establecidas en el país.

también una obligación tributaria de la industria petrolera, que hasta entonces había gozado de un régimen especial a este respecto. Según los Artículos 19° y 20° de la Ley N° 1551³⁴, de la recaudación efectiva del IUE el 20% se destina a los gobiernos municipales y el 5% a las universidades públicas.

- Al igual que el IUE, el IRUE (impuesto a la remisión de las utilidades de las empresas) fue incorporado como un tributo del sector de hidrocarburos a partir de la Ley N° 1689 de 1996. Sin embargo, dicho gravamen no es objeto de coparticipación alguna y llega en su totalidad al TGE.

2.1.2. Refinación, transporte, distribución y comercialización

Una vez extraído, el petróleo se transporta a través de oleoductos³⁵ hasta las refinerías donde se producen los derivados como gasolina, diesel oil, GLP, jet fuel, etc. Por medio de los poliductos, los derivados se trasladan al mayorista (plantas de almacenaje de propiedad de YPFB) y de ahí se transportan en cisternas hasta las estaciones de servicio (privadas en su mayoría, pero también de YPFB). En el caso del gas natural, los volúmenes producidos con destino al mercado interno pasan por los gasoductos y son entregados a las termoeléctricas, a las distribuidoras de gas natural por redes y a otros usuarios independientes. En el cuadro 13 se presentan los impuestos con que las empresas participantes en las actividades de refinación, transporte, distribución y comercialización contribuyen al fisco:

³⁴ En la Ley N° 1606 de 1994, el IUE sustituye al IRPE (impuesto a la renta presunta de empresas).

³⁵ Actualmente, la empresa encargada de construir y operar los ductos en Bolivia es YPFB Transporte (con una participación de YPFB Corporación del 98%), que hasta el momento de la nacionalización en mayo de 2006 era privada e incluía capitales nacionales y extranjeros.

Cuadro 13: Régimen tributario por refinación, transporte, distribución y comercialización

Impuestos	Alícuota	Destino
Transporte por ductos		
IUE	25%	TGE, municipios y universidades
IRUE	12.5%	TGE
IVA	13%	TGE
IT	3%	TGE
Refinación		
IEHD*	Bs/Lt. o Bs/kg	TGE, Gobernaciones, fondo de compensación y universidades
IUE	25%	TGE, municipios y universidades
IRUE	12%	TGE
IVA	13%	TGE
IT	3%	TGE
Comercialización y almacenaje de productos derivados		
IUE	25%	TGE, Municipios y universidades
IVA	13%	TGE
IT	3%	TGE
Distribución de Gas Natural por redes		
IUE	25%	TGE, Municipios y universidades
IVA	13%	TGE
IT	3%	TGE

Fuente: Ley 843.

Nota: * Impuesto Especial a los Hidrocarburos y Derivados

Prácticamente todas las actividades posteriores a la explotación contribuyen con el pago del IUE, del IVA (impuestos al valor agregado) y del IT (impuesto a las transacciones); las empresas que tienen participación extranjera pagan además el IRUE. Solo el IUE es coparticipación.

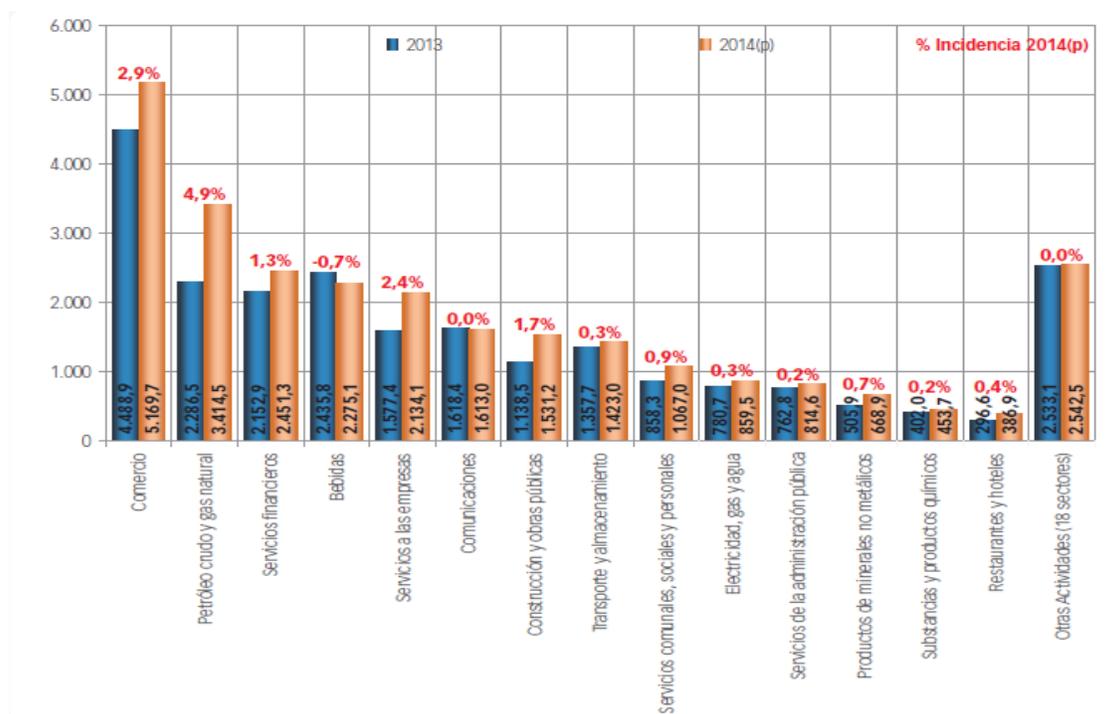
La excepción se presenta en la actividad de refinación de crudo y en la importación de algunos derivados, cuya producción interna no abastece el

mercado doméstico. En dicha etapa las empresas, además de aportar los tributos mencionados, actúan como agentes de retención del IEHD (impuesto especial a los hidrocarburos y derivados), el cual aplica a todos los consumidores finales de carburantes³⁶.

De acuerdo con la normativa específica, el IEHD se distribuye entre el Tesoro General del Estado (65%), los gobiernos departamentales (20%)³⁷ el Fondo de Compensación (10%) y las universidades (5%) (Medinaceli 2011).

2.1.3. Ingresos Fiscales y su Distribución En Bolivia

Grafico 3: Bolivia: Recaudación tributaria de mercado interno en efectivo, por actividad económica, 2013-2014(p)
(En millones de Bolivianos)



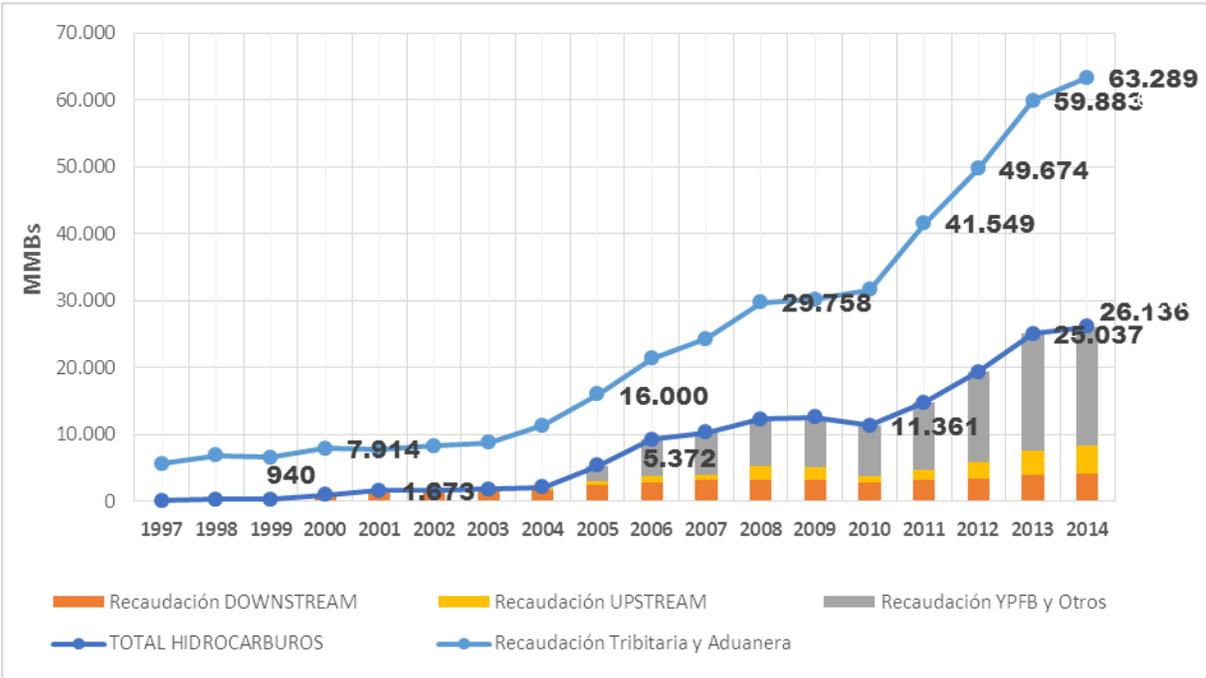
Nota 1: No incluye IEHD, IDH, valores fiscales ni tributos aduaneros.
Fuente: servicio de impuestos nacionales.

³⁶ En el caso de los combustibles importados cuya comercialización está subvencionada por el Estado, el IEHD es negativo, entregándose notas de crédito fiscal a los importadores.

³⁷ En este caso en particular, los recursos que reciben las gobernaciones provienen de la recaudación efectiva del IEHD, lo que significa que aquellas están distribuyendo también la subvención otorgada a la importación de diesel oil, GLP y gasolina, percibiendo en la práctica menores ingresos.

Los ingresos fiscales están compuestos por los 13 impuestos en vigencia en Bolivia, en los últimos 10 años, los impuestos recaudados del sector hidrocarburos se han sido mas relevantes debido a la promulgación de la ley N° 3058 donde se crea los nuevos lineamientos de la recaudación tributaria para este sector donde asi mismo se vio un importante crecimiento al añadir el nuevo impuesto (Impuesto Directo a los Hidrocarburos) recaudación Tributaria del país, como también en el ingreso fiscal se observa en la siguiente gráfico:

Grafico 4: Recaudación Tributaria



Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos
Elaboración: propia

En la gráfica 9 se observa que desde el proceso de transición gubernamental del 2005 las recaudaciones del Sector Hidrocarburos han crecido considerablemente, lo más importante es que la participación de YPFB en la generación de ingresos tributarios incrementa desde 2005, esto gracias al pago del IDH cuyo responsable directo es YPFB Corporación, algo que llama también la atención es que desde 2005 recién las empresas pertenecientes al UPSTREAM empiezan a generar

recaudación impositiva. En el siguiente cuadro se muestra la evolución de estos tributos.

Podemos observar en el periodo de 2000 la recaudación tributaria fue de 7.914 millones de bolivianos, paralelamente el total del sector de hidrocarburos fue de 940 millones de bolivianos cuando el sector privado de este sector tenía el control de la producción , y cuando se promulgo la ley N°3058 el año 2005 se vio crecimiento en la recaudación total en 16.000 millones de bolivianos debido a la nueva ley en el cual este sector apporto 5.372 millones de bolivianos al total recaudado, pasando al año siguiente con el nuevo mandato se nacionalizo los YPFB y se renovo los contratos y se vio un importante alza de los precios para el sector de hidrocarburos.

Cuadro 14: Recaudaciones DOWNSTREAM, YPFB, UPSTREAM

RECAUDACIÓN	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Recaudación DOWNSTREAM	51	163	160	763	1.407	1.543	1.609	1.776	2.428	2.801	3.215	3.168	3.205	2.758	3.158	3.348	4.052	4.188
Recaudación YPFB y Otros									2.328	5.497	6.304	6.988	7.586	7.652	10.135	13.422	17.368	17.693
Recaudación UPSTREAM	56	180	179	177	266	128	186	376	615	970	757	2.167	1.831	950	1.494	2.561	3.617	4.255
TOTAL HIDROCARBUROS	107	344	339	940	1.673	1.671	1.795	2.151	5.372	9.268	10.276	12.324	12.622	11.361	14.786	19.331	25.037	26.136
Recaudación Tributaria y Aduanera	5.681	6.916	6.595	7.914	7.764	8.287	8.752	11.352	16.000	21.321	24.308	29.758	30.160	31.648	41.549	49.674	59.883	63.289

Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

El cuadro refleja que desde el año 2000 la mayor participación en recaudación impositiva la generaba el DOWSTREAM esto gracias a la aplicación del Impuesto Especial a los Hidrocarburos y sus Derivados (IEHD), este incremento las recaudaciones en este sector, por otro lado el Dowstream es uno de los sectores que recién empieza a generar un mayor nivel de recaudaciones desde 2005, llegando a casi igualarse con el Dowstream en la gestión 2014. Finalmente la recaudación generada por YPFB es la más importante básicamente gracias al pago del IDH desde 2005.

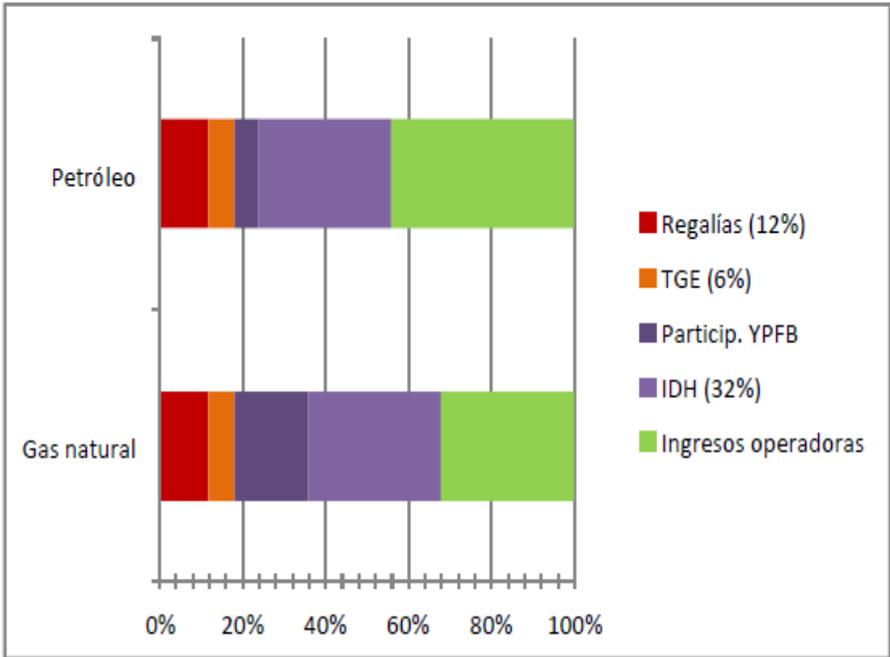
Cuadro 15: Participaciones de las recaudaciones del sector hidrocarburos en las recaudaciones tributarias

Año	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Participación Impuestos de Hidrocarburos	1,90%	5,00%	5,10%	11,90%	21,60%	20,20%	20,50%	19,00%	33,60%	43,50%	42,30%	41,40%	41,90%	35,90%	35,60%	38,90%	41,80%	41,30%

Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

El cuadro refleja dos aspectos importantes en el primero la participación en las recaudaciones se incrementa de 1999 al 2000 de 5,1% a 11,9%, esto debido a la incorporación del IEHD, el otro salto importante es el que se da entre 2004 a 2005 que se da un salto de 19,0% a 33,6%, finalmente en la gestión 2014 la participación del sector alcanza a los 41,3%, esto representa una alta dependencia de los Ingresos tributarios con respecto a las recaudaciones del sector hidrocarburos.

Grafico 5: Tributos, Ley N° 3058 y “Decreto de Nacionalización”



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía , Del Granado (2010).

Como se observa en el gráfico 7, el IDH representa la contribución más importante a los ingresos del Estado boliviano. Por otro lado, la diferencia entre las dos barras está dada básicamente por el peso de la participación de YPFB para el gas natural y el petróleo, debido a que los Contratos de Operación establecen tasas diferenciadas según las características de los campos (los de petróleo en su mayoría se encuentran en situación de declinación).

2.1.1. Ingresos fiscales por el Sector Hidrocarburos vs Precios Internacionales del Barril de Petróleo.

Para comprender el comportamiento del ingreso fiscal se hará un análisis con los precios internacionales datos obtenidos de YPFB.

Grafico 6: Ingresos Fiscales del Sector Hidrocarburos vs Precios WTI



Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

Elaboración: propia

La grafica indica la relación que existe entre recaudaciones tributarias del Sector Hidrocarburos con los precios internacionales de barril de petróleo, en la que se observa que los precios internacionales afectan de manera directa a las recaudaciones de una gestión, vale decir que los precios del barril de petróleo de 2014 afectaran a las recaudaciones de 2015, por lo que se nota una reducción de los precios internacionales. Con esta grafica notamos que existe una elevada dependencia entre las recaudaciones tributarias del sector hidrocarburos con el precio del barril de petróleo.

2.1.2. Ingresos por Renta Petrolera

Cuadro 16: Renta Petrolera Anual Periodo 1997- 2014 (Expresado en Millones de Dólares Americanos)

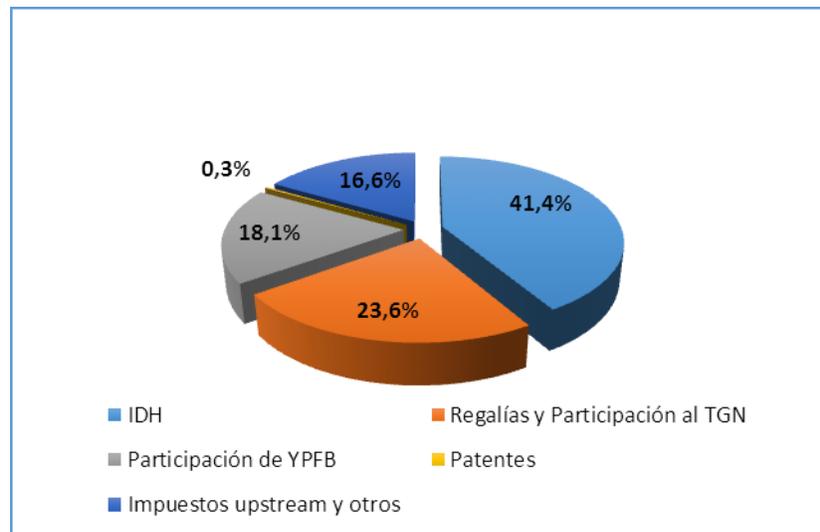
Detalle	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
IDH	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	288,0	682,0	754,0	926,0	928,0	968,0	1307,0	1765,0	2286,0	2274,0
Regalías y Participación al TGN	3,9	96,4	88,6	170,2	175,0	162,0	212,0	280,0	305,0	385,0	439,0	496,0	523,0	550,0	687,0	1045,0	1260,0	1297,0
Participación de YPFB					-	-	-	-	-	282,0	196,0	382,0	268,0	443,0	582,0	905,0	1131,0	993,0
Patentes	2,6	6,8	7,8	9,2	8,0	8,0	7,0	6,0	5,0	5,0	4,0	6,0	8,0	9,0	10,0	10,0	12,0	15,0
Impuestos upstream y otros	10,7	32,8	30,9	28,6	40,0	18,0	24,0	47,0	76,0	119,0	139,0	329,0	419,0	265,0	384,0	567,0	791,0	910,0
Total Renta Petrolera	17,2	136,0	127,3	208,0	223,0	188,0	243,0	333,0	674,0	1473,0	1532,0	2139,0	2146,0	2235,0	2970,0	4292,0	5460,0	5489,0

Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

La renta petrolera está compuesta por los ingresos generados por el sector hidrocarburos tanto recursos líquidos (Petróleo, Condensado, Gasolina Natural), recursos gaseosos (Gas Natural) y Recursos licuables (GLP).

La estructura porcentual de estos ingresos se encuentra distribuida de la siguiente manera:

Grafico 7: Participación de Ingresos en Renta Petrolera 2014



Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

Elaboración: propia

En la estructura la mayor participación la tiene las recaudaciones por IDH con 41,4%, seguidas de Regalías y Participaciones al TGN con 23,6%, en tercer lugar

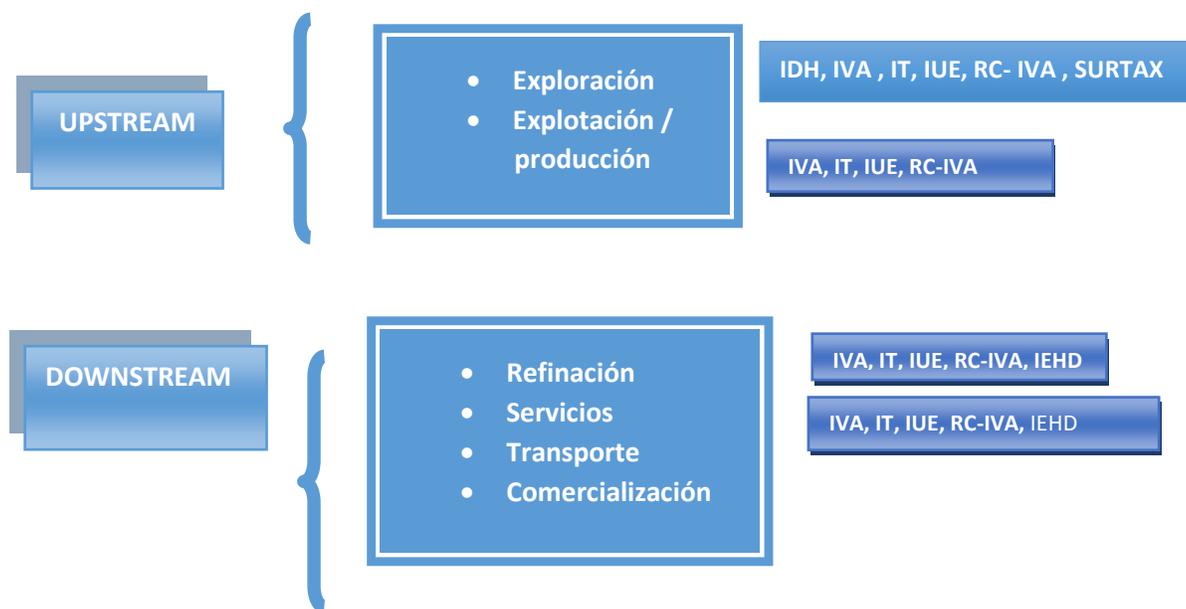
se encuentra las recaudaciones impositivas con 16,6%, luego se encuentra a Participación de YPFB con 18,1% y finalmente se encuentra a Patentes con 0,3%.

Por otra parte se debe tomar en cuenta que el IDH es un impuesto, por lo que al sumas recaudaciones Impositivas con las recaudaciones por IDH se obtiene una participación del 58%, es decir que el factor impositivo es preponderante en la generación de ingresos dentro la Renta Petrolera, además si sumamos a esta estructura la recaudaciones del Dowtream esta participación incrementa de manera importante, su participación se incrementa a 62.2%.

2.1.3. Régimen económico: estructura impositiva

El régimen económico de Bolivia está determinado por los impuestos tanto a nivel central, departamental y municipal de acuerdo a código tributario ley N°2492, ley de reformas tributaria ley N° 843 y así mismo a su reglamento de cada departamento, municipio como también la ley de hidrocarburos en la cual hace que también incida en el régimen económico de Bolivia. Estructurando el régimen económico es importante mencionar los diferentes impuestos que recauda el fisco.

Cuadro 17: Impuestos del sector de Hidrocarburos



Fuente: elaboración en base de ministerio de hidrocarburos y energía

Cuadro 18: Cuadro general de impuestos en Bolivia en vigencia

Nombre del Impuesto	Quiénes grava?	Quién paga?	Alícuota
IVA (Impuesto al valor agregado)	<ul style="list-style-type: none"> -Venta habituales de bienes muebles -Alquiler y subalquiler de bienes inmuebles y muebles -Servicios en general y contratos de obra -Importaciones definitivas -Arrendamiento financiero con bienes muebles 	<ul style="list-style-type: none"> -Personas naturales o jurídicas que realicen a las operaciones mencionadas anteriormente 	<p>13% se aplica este porcentaje a las compras y ventas</p>
IT (Impuesto a las transacciones)	<ul style="list-style-type: none"> -Ingreso devengado y obtenido por el ejercicio de cualquier actividad lucrativa o no. 	<ul style="list-style-type: none"> -Todas las personas jurídicas que realicen las actividades señaladas anteriormente. -Empresas públicas y privadas, sociedades con o sin personería jurídica, también se incluye las empresas unipersonales. 	<p>-3% del monto de la transacción</p>

IUE(Impuesto sobre las utilidades de las empresas)	Empresa	-Utilidad neta (utilidad bruta menos gastos deducibles)	-Empresas públicas y privadas, inclusive las unipersonales	-25% sobre las utilidades netas
	Profesionales liberales u oficios	-Utilidad presunta 50% del monto total de los ingresos percibidos, deducido el IVA declarado y pagado durante la gestión a declararse.	-Personas naturales que ejercen profesionales liberales u oficios en forma independiente.	-25% sobre utilidad neta presunta
	Beneficiarios del exterior	-Utilidades de fuente boliviana remitidas al exterior. -actividades parcialmente realizadas en el país.	-Personas naturales y jurídicas que remitan dichas rentas. -sucursales de empresas que efectúan actividades parciales en el país.	Tasas efectivas -12.5% para remesas al exterior por rentas de fuente boliviana. -4% para actividades parcialmente realizadas en el país. -1.5% para remesas al exterior por actividades parcialmente realizadas en el país.

	Alícuota adic. al IUE mineras	-Las utilidades adicionales originadas por las condiciones favorables de precios de los minerales y metales	-Las empresas mineras.	-12.5% sobre el IUE
	A.A. al IUE financiero	-Excedente al 13% del coeficiente de rentabilidad respecto del patrimonio neto	-Entidades bancarias y no bancarias, reguladas por ASFI	-12.5%
RC-IVA (Régimen complementario al impuesto al valor agregado)	Contribuyentes directos	-Alquileres -Intereses -Sueldo al personal -Ingresos de personas contratadas por el sector anticréticos	-Todas las personas naturales y sucesiones indivisas que obtengan ingresos por las actividades señaladas anteriormente.	-13% sobre el monto total de ingresos percibidos
	Contribuyentes en relación de dependencia	Sueldos y salarios Jornales y sobresueldos Viáticos según escala	Todos los empleados del sector público o privado a través de un agente de retención	-13% sobre la diferencia de los ingresos y las deducciones permitidas
ICE (impuesto al	- Venta en el	-Personas naturales y jurídicas		Vera en función del

consumo específico)	mercado interno e importaciones definitivas de bienes para el consumo final		bien: 1. Alícuotas % 2.alícuota específica
TGB(Transmisión gratuita de bienes)	-Transmisiones gratuitas de bienes registrables	-Los beneficiarios de herencia, sucesiones, testamentos, anticipos de legitima y donaciones	-1% padres e hijos y cónyuge. -10% hermanos descendientes -20% colaterales legatarios
ISAE(Impuesto a las salidas aéreas al exterior)	-Salidas al exterior	-Los bolivianos y extranjeros	Monto actualiza cada año
IEDH(Impuesto especial a los hidrocarburos y sus derivados)	-La importación y comercialización en el mercado interno de hidrocarburos y sus derivados.	-Personas naturales o jurídicas que importen y comercialicen hidrocarburos y sus derivados	-Tasas por litro esta se actualiza cada año
IDH(Impuesto Directo a los hidrocarburos)	-Producción de hidrocarburos en todo el territorio nacional	-Toda persona natural o jurídica, pública y privada, que produzca hidrocarburos en cualquier punto del territorio nacional	-32% sobre el total de los volúmenes de hidrocarburos medidos en punto de fiscalización (boca de pozo)
ITF(Impuesto a	-Solo	-Personas naturales o jurídicas	-0.15%

las transacciones financieras)	transacciones en moneda extranjera o moneda nacional con mantenimiento de valor.	titulares de las cuentas	
IJ(Impuesto al juego)	-Juegos al azar y sorteos. -Promociones empresariales	-Personas jurídicas privadas o públicas que realicen la actividad directamente o través de terceros	-30% para juegos del azar -10% para promociones empresariales
IPJ(Impuesto a la participación en juegos)	-Participación de personas naturales en juegos al azar y sorteos	-Personas naturales que participan en juegos del azar y sorteos	-15% a la participación en juego
IVME impuesto a la venta a la moneda extranjera	-La venta de moneda extranjera en territorio boliviano	-Entidades financieras y no financieras casas de cambio	-0.70% se aplica sobre el total de cada operación

Fuente: Servicio de Impuestos Nacionales

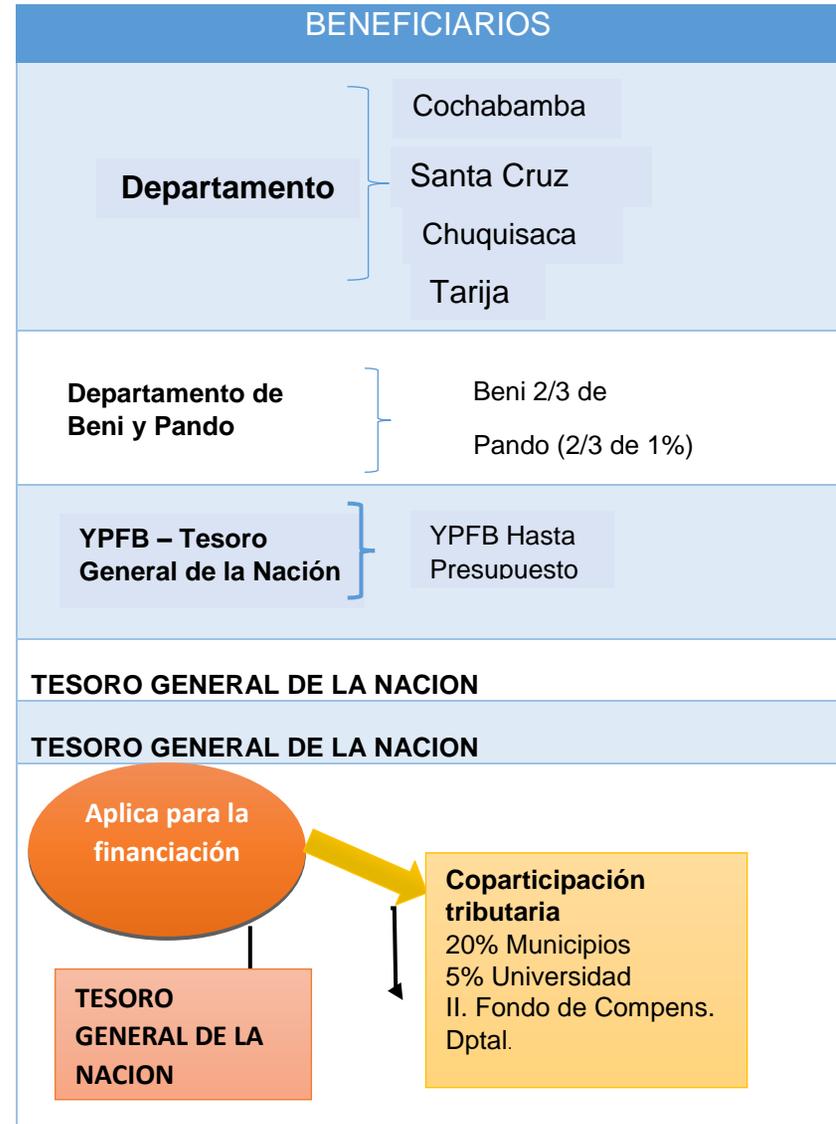
Elaboración: propia

2.1.3. Ingresos fiscales y su distribución en Bolivia

El sector de hidrocarburos sufrió varias reformas en la cual estas reformas también afecto a los ingresos y para tal hecho con la ley N° 1689 y el código tributario, juntamente con la reforma tributaria Se determinaron los siguientes recargas impositivas.

Cuadro 19: LEY N° 1689, Código Tributario, reforma tributaria.

SISTEMA DE RECARGAS CIEGAS			
Regalías y participaciones	Objeto de pago	Tipo de hidrocarburo	
		Nuevo	Existente
Regalía departamental	Producción fiscalizada departamental	11%	11%
Regalía Nal. Compensatoria	Producción fiscalizada nacional	1%	1%
Participación YPFB – TGN	Producción fiscalizada nacional	6%	6%
Regalía nal. Complementaria	Producción fiscalizada de reservorios clasificados como existentes	NA	13%
Participación nacional al TGN	Producción fiscalizada de reservorios clasificados como existentes	NA	19% (Capitalizadas Y X % convertidas) ***
Total		Chuquisaca	50%
Sistema impositivo			
IUE	Utilidades	25%	NA (Sistema de acreditación)
IUE-BE (Tras. Al. Ext.)	Utilidades remesadas	12.5%	
IVA	Ventas internas	13%	13%
IT	Transacciones internas 3%	3 %	
Surtax	Utilidades extraordinarios	25%	25%



Cuadro 20: LEY N° 3058, Código Tributario, y la reforma tributaria

SISTEMA DE RECARGAS CIEGAS		
Regalías y participaciones	Objeto de pago	Tasa
Regalía departamental	Producción fiscalizada departamental	11%
Regalía Nal. Compensatoria	Producción fiscalizada nacional	1%
Participación YPFB – TGN	Producción fiscalizada nacional	6%
Total de regalías		18%
Impuestos Directos		
Impuesto directo a los hidrocarburos	Hidrocarburos medidos en punto de fiscalización, en su primera etapa de comercialización. (se mide y paga como las regalías) [Art. 55 ley 3058]	32%
Total cargas Directas		50%
Sistema impositivo		
IUE	Utilidades	25%
IUE-BE (Tras. Al. Ext.)	Utilidades remesadas	12.5%
IVA	Ventas internas	13%
IT	Transacciones internas 3%	3 %

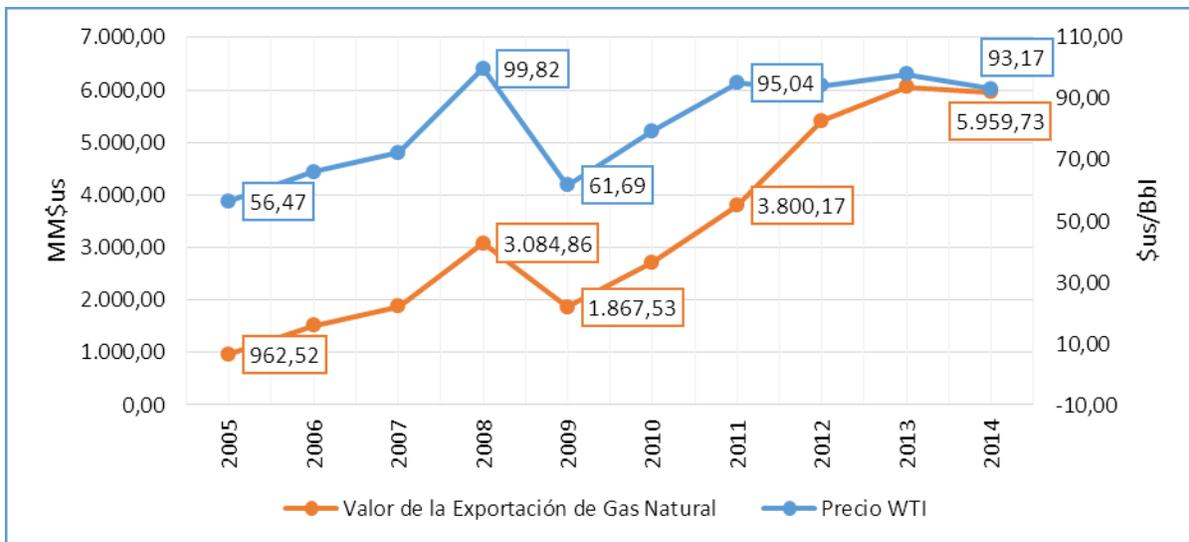
BENEFICIARIOS	
Departamento Productor	Cochabamba Chuquisaca Santa Cruz Tarija
Departamento de Beni y Pando	Beni (2/3 de 1%) Pando (2/3 de 1%)
TESORO GENERAL DE LA NACION	
Departamentos productores	
(4%) de su correspondiente PF (Equival. 12,5% de v. de liquidación)	
Departamentos no productores	
(2%) de la PF (equival. al 6,25% para c/ Dpto, de v. de liquidación)	
Dptos. Productores-Nivelación	
Si existe un departamento productor de hidrocarburos con ingreso menor al de algún departamento no productor, el TGN nivelará su ingreso hasta el monto percibido por el Departamento no productor que recibe el mayor ingreso por coparticipación en el IDH.	
Otros Beneficiarios	
Tesoro general de la Nación Pueblos Indígenas y Originarios Comunidades campesinas Municipios Universidades Fuerzas Armadas Policía Nacional, otros	
Del Saldo, según asignación	
del Poder Ejecutivo	
APLICADO PARA LA FINANCIACION (visto anterior cuadro)	

Fuente: Mokrani, Leila. Reformas de la última década en el sector de hidrocarburos en Bolivia : Esquemas de apropiación y reproducción de la rent

2.1.4. Cambios en los ingresos por las variaciones en el precio internacional de Referencia

La Mayor parte de la comercialización de Gas Natural se encuentra en la demanda de exportación, además se debe tener en cuenta que los precios de venta al mercado interno permanecen estables a lo largo de los últimos 10 años. La prioridad es entonces ver la relación entre los precios internacionales del Barril de petróleo con los valores de venta de las exportaciones de gas natural, puesto que el gas es el principal producto de exportación.

Grafico 8: Variaciones en el precio internacional y el valor de la exportación



Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

Elaboración: propia

La grafica refleja claramente la relación directa que existe entre el valor de ventas del gas natural y el precio internacional del petróleo, como se puede observar en 2009 existió una disminución en el precio internacional del barril de petróleo lo que provoco una disminución en los ingresos por ventas de Gas Natural, esto afectara de igual manera a las utilidades y al pago de impuestos pero de una gestión posterior como se observó más adelante.

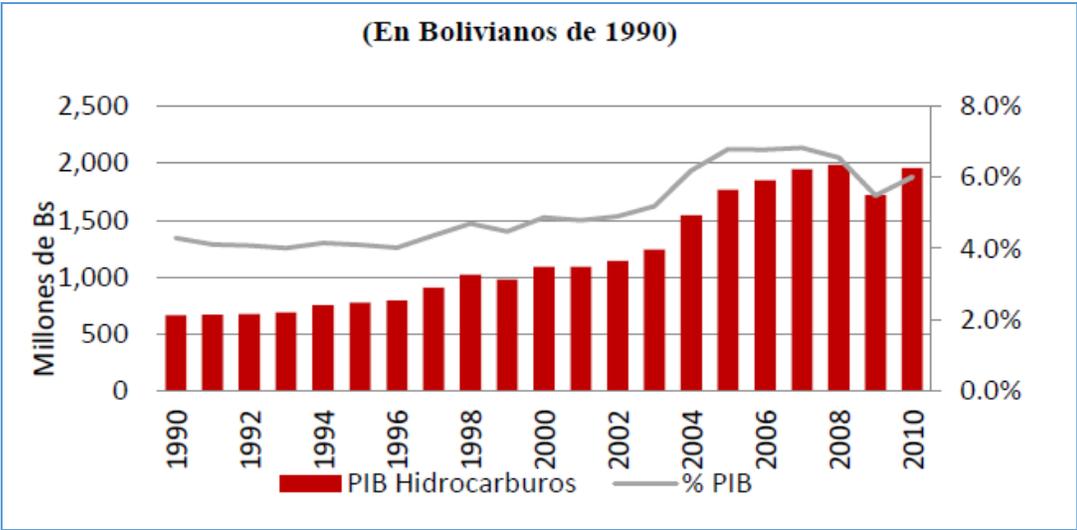
2.2. SEGUNDA SECCIÓN: El Sector de Hidrocarburos en Bolivia

El Sector Hidrocarburos comprende el Upstream, Downstream y Midstream. El primero se compone por dos grandes actividades la Exploración y la Explotación de

Hidrocarburos. El Downstream está compuesta por el proceso de Refinación, Separación de Líquidos y Petroquímica este último aun no completamente desarrollado en Bolivia, además comprende todo el proceso de comercialización de Hidrocarburos. Finalmente se tiene al Midstream que es un proceso que comprende la distribución de los hidrocarburos a través de Ductos, Poliductos y Gasoductos, tanto al Mercado Interno como al Mercado Externo.

Históricamente, el sector de hidrocarburos ha desempeñado un papel fundamental en la economía boliviana. Como se observa en el gráfico 4, el valor de la producción hidrocarburífera muestra una tendencia creciente en los 20 últimos años, habiendo contribuido con porcentajes de entre 4 y el 6% del PIB.

Gráfico 9: Valor de la producción de hidrocarburos



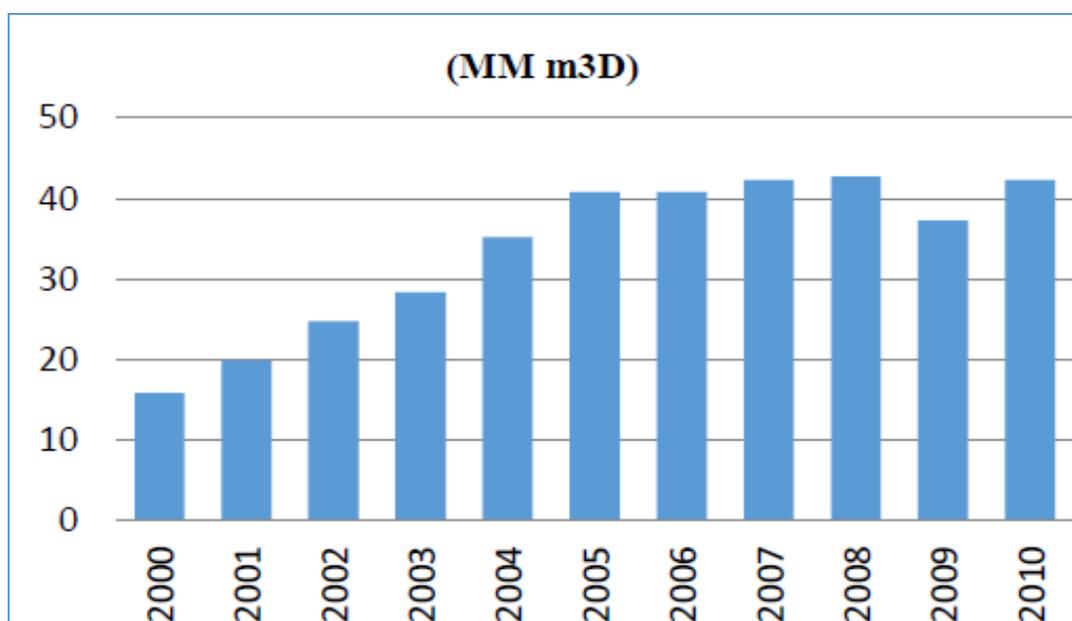
Fuente: Instituto Nacional de Estadística
Elaboración: propia

Destaca el año 2009, cuando esta participación disminuyó en un punto porcentual del PIB (de 6,57% a 5,5%) como resultado de la crisis financiera internacional de 2008-2009. Esto afectó negativamente tanto los precios internacionales de referencia como los volúmenes de exportación de gas natural.

En el gráfico 4 se presenta la evolución de la producción de gas natural para el período 2000-2010. Allí se evidencia un crecimiento continuo hasta 2005 y un comportamiento errático desde entonces, reflejando el perfil de la demanda externa

y del mercado interno. Cabe notar el bajo nivel de producción de 2009 como resultado de la crisis internacional que afectó negativamente la demanda de gas natural boliviano en Brasil y Argentina. Esta situación repercutió en la economía nacional en términos de una menor recaudación fiscal y por lo tanto en la disminución de la capacidad del Estado para gastar e invertir. Este impacto responde al hecho de que aproximadamente el 80% del gas natural producido en el país se destina a la exportación a Brasil y Argentina, y el 20% restante al mercado doméstico.

Grafico 10: Producción de gas natural



Fuente: Elaboración propia con base en INE (2011).

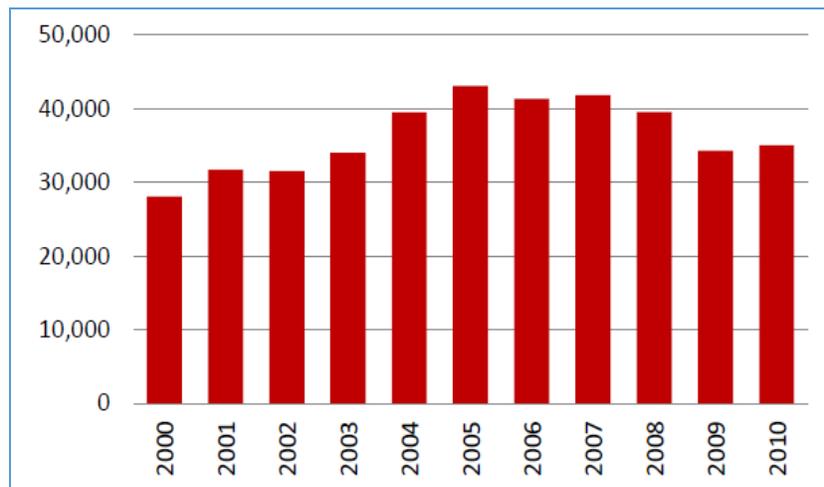
*Millones de metros cúbicos diarios.

Por lo anterior, es importante resaltar que la producción responde a la demanda externa o interna, y que por lo tanto cualquier emprendimiento de industrialización de gas natural (como el proyecto de Urea Carrasco que demandaría 1MMm3D), o la puesta en marcha de empresas industriales públicas de gran envergadura (como la Siderúrgica del Mutún-Jindal que requeriría 6 MMm3D), implica una planificación estratégica sectorial de largo plazo que prevea la producción adicional de gas natural requerida. Es evidente que el incremento de la producción de hidrocarburos va de la mano de inversiones no solo en la explotación de los campos ya

descubiertos, sino de cuantiosas inversiones de riesgo en actividades de exploración.

En el gráfico 6 se ilustra la evolución de la producción de petróleo condensado y gasolina natural. Hasta el año 2005, la producción tuvo un comportamiento ascendente y desde entonces fue decreciendo paulatinamente, debido a la declinación natural de los campos existentes.

Gráfico 11: Producción de petróleo condensado y gasolina natural



Fuente: Elaboración propia con base en cifras del MHE (2011).

* Barriles por día

Es importante develar lo que ocultan estas estadísticas. La leve recuperación en la producción de líquidos prevista en 2010 fue impulsada por la mayor producción de petróleo condensado y gasolina natural, los cuales provienen de la mayor producción de gas natural. Sin embargo, la producción de petróleo (el que se presta para la producción de diesel oil) viene disminuyendo. La composición de la producción de hidrocarburos líquidos es relevante para la economía boliviana, dado que la baja producción de petróleo genera presiones para incrementar la importación de diesel oil. Esto eleva la carga fiscal para el TGE como consecuencia de los precios subsidiados vigentes en el país.

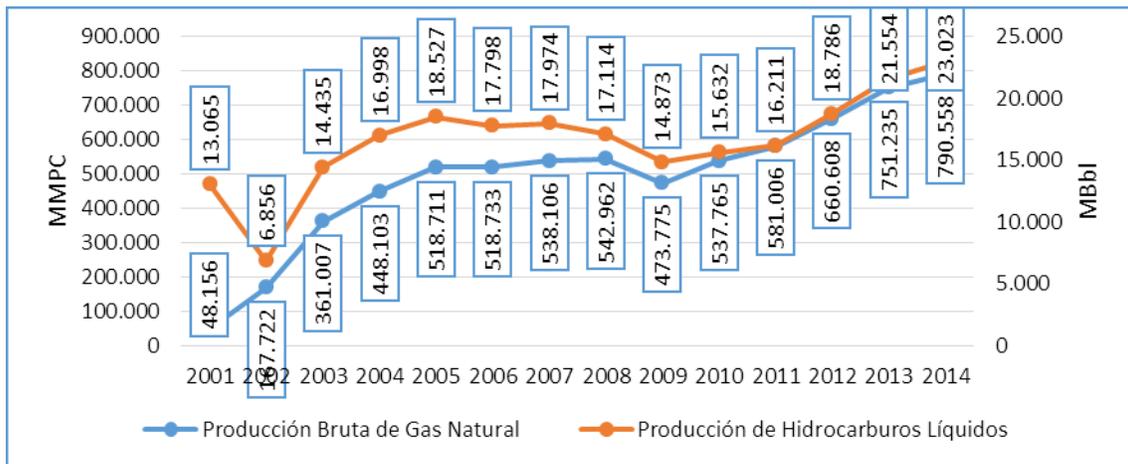
Como una primera aproximación, en el gráfico 6 se muestra qué porcentaje del valor de la producción de hidrocarburos (ingreso bruto en boca de pozo) se llevaría el Estado boliviano, y qué parte se quedaría para cubrir los costos de inversión y

operación de la empresa operadora de los campos; esto de modo que rinda alguna utilidad por participar en el negocio y que valga la pena asumir el riesgo de exploración y explotación.

4.2.1. Evolución del sector hidrocarburos en Bolivia

La evolución de la producción de hidrocarburos fue importante durante los periodos estudiados analizaremos los datos que se obtuvo.

Gráfico 12: Evolución de la producción del sector hidrocarburos



Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

Elaboración: propia

De 2001 a 2014 la Producción de Gas Natural como la de líquidos se incrementó, el caso del Gas Natural la producción se incrementó en más del 1000%, esto gracias a los contratos de exportación de este recurso a Brasil y la Argentina. Para el tema de líquidos se incrementa en 76,2% esto porque Bolivia es en su mayoría productor de Gas Natural y no así productor de petróleo.

2.2.2. Reservas producción y mercado

Las reservas se definen como aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada. En consecuencia, el concepto de reservas constituye tan sólo la parte recuperable y explotable de los recursos petroleros en un tiempo determinado.

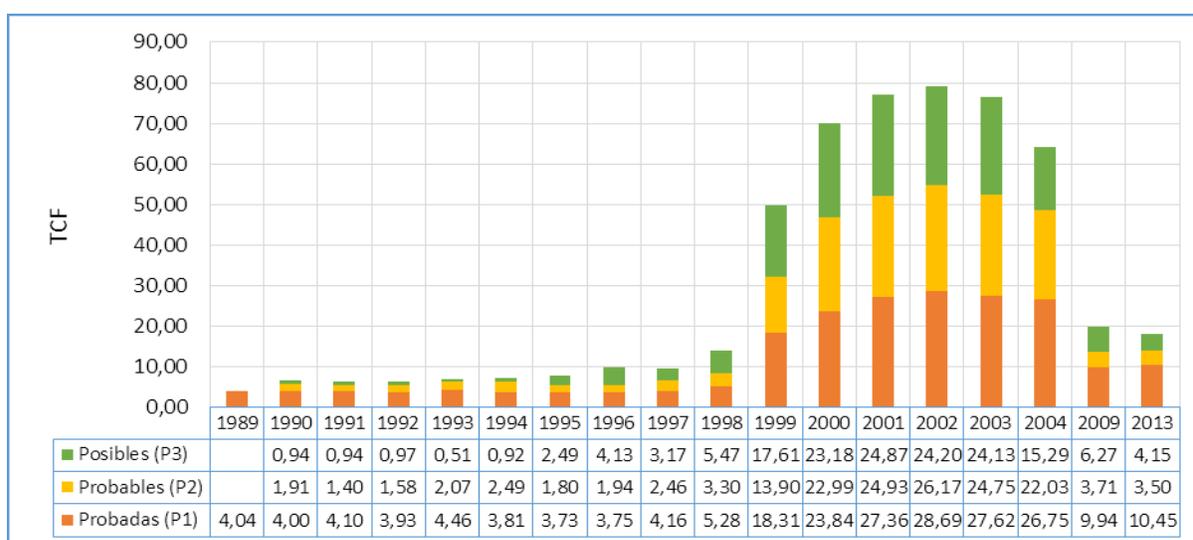
Por tanto, es importante aclarar que algunas de las partes no recuperables del volumen original de hidrocarburos pueden ser consideradas como reservas, dependiendo de las condiciones económicas, tecnológicas, o de otra índole, que lleguen a convertirlas en volúmenes recuperables.

Las reservas probadas, o reservas 1P se definen como el volumen de hidrocarburos o sustancias asociadas evaluados a condiciones atmosféricas y bajo condiciones económicas actuales, que se estima serán comercialmente recuperables en una fecha específica, con una certidumbre razonable, derivada del análisis de información geológica y de ingeniería.

Dentro de las reservas probadas existen dos tipos: 1) las desarrolladas, aquellas que se espera sean recuperadas de los pozos existentes con la infraestructura actual y con costos moderados de inversión; y 2) las no desarrolladas, que se definen como el volumen que se espera producir con infraestructura y en pozos futuros.

Ahora bien, dentro de las reservas no probadas existen también dos tipos: 1) las reservas probables y 2) las reservas posibles.

Grafico 13: Reservas de Gas Natural



Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

Elaboración: propia

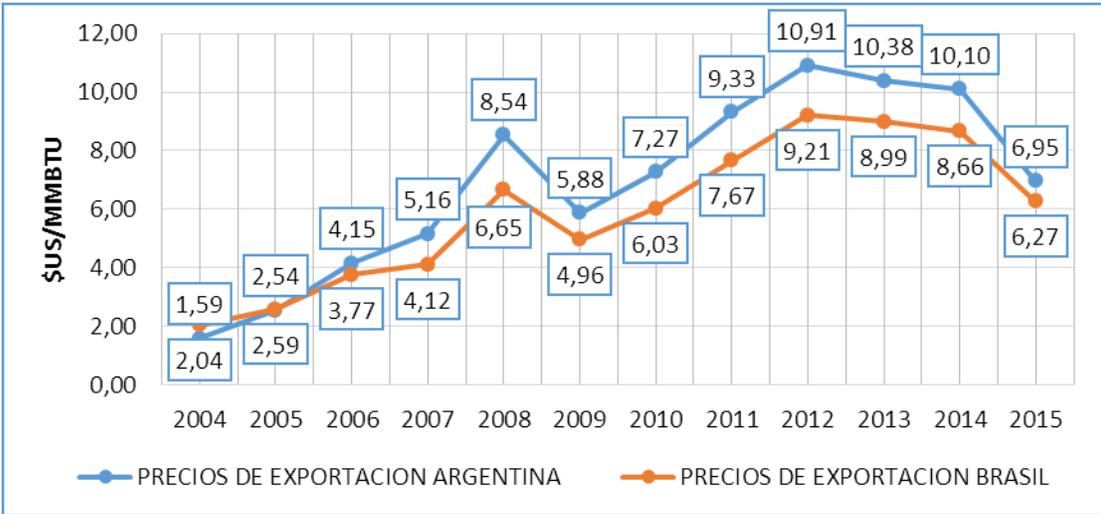
El grafico refleja que las reservas de gas natural en el periodo de la capitalización tienen un incremento extremadamente elevado, sin embargo en el proceso de nacionalización de los hidrocarburos se verifico que las reservas que se mostraban al público en general eran engañosas, debido a que la metodología aplicada para el cálculo fue diferente a la utilizada antes y después del periodo de capitalización, es por eso que las gestiones 2009 y 2013 sufren una caída importante en lo que se refiere a reservas de Gas Natural.

Dado que el consumo anual de Gas Natural se encuentra alrededor de 0.7 TCF, se estimaría que se agotaría las reservas en los próximos 15 años, es decir que si no se realizan esfuerzos por generar inversión en exploración las reservas de Gas Natural se agotarán en un mediano plazo.

2.2.4. Precios de exportación del Gas Natural

Debido a los componentes en la determinación del precio en los contratos de exportación de gas natural, los precios de venta del mismo al mercado externo muestran alta correlación con el comportamiento de los precios del crudo WTI correspondientes a un trimestre anterior.

Grafico 14: Precios de exportación de Gas Natural



Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos
Elaboración: propia

Los precios de exportación a Brasil y Argentina desde 2004 reflejan que el mejor precio es pagado por Argentina con excepción de la gestión 2004 en el que Brasil paga un precio promedio anual de 2 \$us el MMBtu y Argentina 1,59 MMBtu, por otro lado mencionar que los volúmenes exportados a Brasil llegan en promedio a 32 MMmcd y las exportaciones a Argentina llegan a 16 MMmcd.

El precio de exportación del gas se encuentra directamente relacionado con el precio del Petróleo ya que ambos precios siguen similar tendencia, en 2015 se puede observar que hasta el primer semestre los precios de exportación tanto a la Argentina como al Brasil disminuyen 45,3% y 38,1%, esto significara una menor recaudación por ventas de gas que incidirá de manera directa sobre las recaudaciones para la gestión 2015.

2.2.5. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

La Guerra del Chaco, un conflicto originado en el control del Chaco Boreal y la supuesta existencia de petróleo en esa región, fue el marco que rodeó la creación de YPF. En efecto, el cese de hostilidades dejó al descubierto una serie de estructuras corruptas e ineficientes que demandaban un cambio urgente.

Así fue como, el 21 de diciembre de 1936, el Gobierno del Cnl. David Toro, asesorado por Don Dionisio Foianini y el Tcnl. Germán Busch, promulga el Decreto de creación de YPF.

Meses más tarde, y apoyados en evidencias que implicaban a la compañía norteamericana Standard Oil hasta ese momento único concesionario de los campos petrolíferos en el contrabando de petróleo hacia su filial argentina, el Gobierno decide expulsarla del país, revirtiendo al Estado Boliviano todas sus propiedades. Se puede hablar, entonces, de la primera nacionalización de los recursos energéticos bolivianos.

En la post-guerra, la empresa encarga la formación de cuadros profesionales que serían pilares en el desarrollo de YPF.

Durante los años '40, pese a la inestabilidad política, YPFB obtiene un gran impulso de la mano del Presidente Gualberto Villarroel, quien apoya la construcción de refinerías, oleoductos e importante infraestructura para la comercialización de los productos de la empresa.

En los '50, merced al trabajo desarrollado en la década anterior y al descubrimiento de nuevos yacimientos, el país logra transformarse de país importador de petróleo a país exportador. Hasta entonces, la producción no había logrado abastecer la demanda interna, por lo cual se considera esta década como la "Etapa de Oro" de YPFB.

En 1955, otro hito fundamental se produce con el inicio de operaciones del oleoducto Camiri Yacuiba que permitiría la exportación a la Argentina.

En la segunda mitad de los años '50, también se inicia la construcción del oleoducto Sica-Sica Arica que permitiría realizar exportaciones de petróleo a Chile y otros países.

En 1955, el Gobierno del Presidente Víctor Paz Estenssoro promulga el Código del Petróleo, permitiendo el ingreso de capitales privados al negocio de los hidrocarburos.

A principios de los '60, el crecimiento de la empresa y la producción de sus campos se estancan, obligando a YPFB a tomar créditos internacionales para desarrollar nuevos trabajos de exploración y perforación.

En 1966 se perfora el pozo Monteagudo, con excelentes resultados. En 1967, se descubre San Alberto en Tarija. Esta década también marca la creación de la División de Gas en la Gerencia de Refinerías y Oleoductos en la empresa estatal.

En 1969, durante el gobierno de Alfredo Ovando Candia, se produce la segunda nacionalización de los hidrocarburos, entregados en concesión a través del Código del Petróleo a la compañía norteamericana Gulf Oil. Mediante un decreto ley, la nacionalización es impulsada por Marcelo Quiroga Santa Cruz, Ministro de Minas y

Petróleo. El responsable del control y toma de los campos petrolíferos de la petrolera es el general Juan José Torres, posteriormente Presidente de la República.

En los '70 se promulga la Ley General de Hidrocarburos que define el marco de los nuevos contratos de operación. También se da inicio a la exportación de gas a la Argentina.

Durante estos años, YPFB crea la División Santa Cruz, que controlaría la producción de diferentes campos de gas, y sobre cuya estructura se crearía la posterior Gerencia de Producción.

La década de los '80 es signada por una gran inestabilidad política, generada por diferentes golpes de Estado, mientras YPFB sufre los embates de la crisis económica y la hiperinflación. El Gobierno del Dr. Víctor Paz Estenssoro logra conjurar la crisis con el cuestionado decreto 21060.

Los años '90 se inauguran con la firma del polémico convenio "Borrón y Cuenta Nueva", un acuerdo político perjudicial para las finanzas de la empresa, por el cual se cancelan las obligaciones de la estatal argentina Gas del Estado con YPFB. No obstante, nuevos pozos descubiertos comienzan a producir y a mitigar de alguna manera los efectos de esta mala negociación.

Durante el proceso de capitalización de la empresa, conducido por Gonzalo Sánchez de Lozada a partir de 1996, YPFB es literalmente desmembrada en empresas de capitales privados (Andina, Chaco, Petrobras y Transredes, capitalizada por la quebrada norteamericana Enron), que le pagan al país un magro 18% en concepto de regalías. Esta situación, que inicialmente es disimulada por el ingreso de importantes montos de inversión extranjera, provoca luego un creciente malestar social que finalmente explota durante el segundo gobierno de Sánchez de Lozada en los sucesos sangrientos de febrero y octubre del 2003, donde el pueblo sale a las calles a protestar y es duramente reprimido. La muerte de más de 70

personas en esas jornadas trágicas signa su renuncia e inmediata fuga a los Estados Unidos.

En 2004, el Presidente Carlos Mesa convoca a un referéndum vinculante cuyo contenido hace referencia específica a la propiedad de los hidrocarburos, a la derogación de la Ley de Hidrocarburos promulgada por Sánchez de Lozada, y a la refundación de YPFB. El referéndum es aprobado por una mayoría aplastante. El Congreso aprueba una nueva Ley de Hidrocarburos gravando la producción con 32% de impuestos, pero manteniendo las regalías en 18%. Mesa se niega a ratificar la Ley y los movimientos sociales exigen la nacionalización total de los hidrocarburos. La crisis política desatada termina por provocar la renuncia del Presidente a su cargo. Luego de un Gobierno de transición encabezado por el Dr. Eduardo Rodríguez Veltzé, Evo Morales Ayma asume la Presidencia de la Nación luego de una victoria inédita en Elecciones Generales, apoyado por más del 54% de los votos.

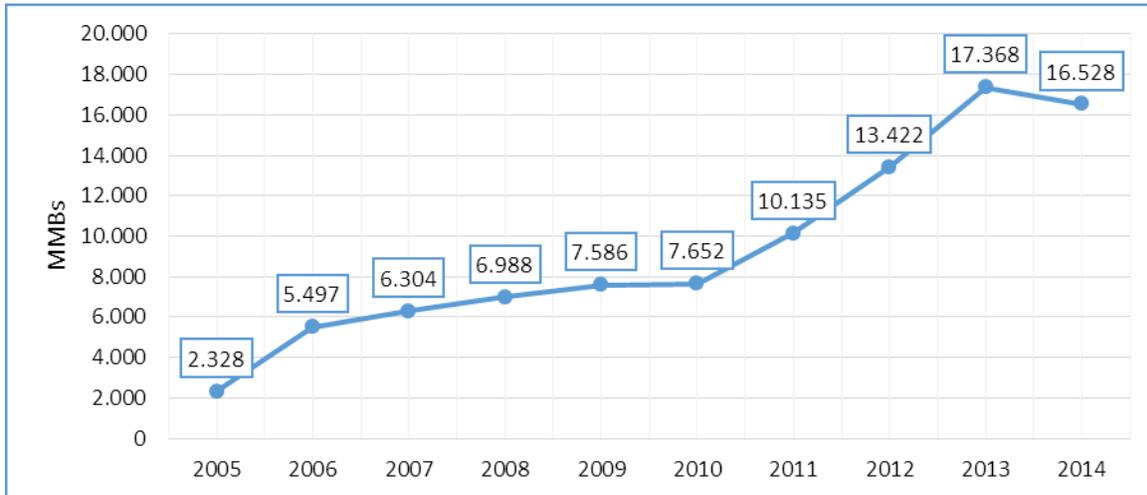
El 1º de mayo de 2006, el Presidente Evo Morales nacionaliza los hidrocarburos recuperando su propiedad para los bolivianos. YPFB renace y el 29 de octubre se firman nuevos contratos con las compañías petroleras privadas estableciendo hasta el 82% de regalías en favor del Estado boliviano, en la mejor negociación lograda jamás para el país³⁸.

2.2.6. Sistema impositivo

YPFB Corporación comienza a aportar significativamente al régimen tributario desde 2005, los impuestos generalmente son establecidos por ley como ser el caso del IVA, RC-IVA, IT, IUE, IU-REMESAS, CONCEPTOS VARIOS y el más importante es el IDH.

³⁸ Yacimientos Fiscales de Bolivia , Hidrocarburos en Bolivia

Grafico 15: Pagos de Impuesto por YPFB Corporacion



Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos
Elaboración: propia

Dentro la estructura impositiva los impuestos con mayor relevancia son el Impuesto Directo a los Hidrocarburos con una participación de 87,36 %, le sigue el Impuesto a las Utilidades con 12,63% y el resto de los impuestos alcanza a 0.01%.

Cuadro 21:: Estructura de Impuestos Pagados por YPFB Corporacion

MMBs	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
IT	0,01	0,03	62,10	195,79	64,09	0,16	0,75	0,25	0,15	0,17
IVA	0,00	0,00	189,22	1,16	0,02	3,16	0,46	0,03	0,00	0,00
RC-IVA	0,24	0,00	0,00	0,44	7,91	5,08	2,78	0,38	0,43	0,41
IDH	2.328,1	5.497,2	5.954,4	6.643,5	6.465,2	6.744,0	8.996,1	12.111,2	15.542,6	14.439,0
IUE	0,05	0,00	79,68	147,01	1.047,9	899,0	1.134,6	1.310,5	1.824,7	2.087,9
OTROS	0,00	0,01	18,59	0,03	1,00	0,86	0,27	0,13	0,57	0,07
Impuestos YPFB	2.328,4	5.497,2	6.304,0	6.987,9	7.586,1	7.652,3	10.135,0	13.422,4	17.368,5	16.527,6

Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

Los aportes realizados por impuestos desde 2005 crecieron en aproximadamente en 610%, es decir en 7 veces más, esto básicamente gracias al pago de IDH y de Impuesto a las Utilidades.

2.1.7. Sistemas de precios en el mercado interno

El precio del gas natural comercializado a mercado interno se divide en tres grandes sectores el Sector Eléctrico, Distribución por redes de gas (Residencial, Comercial, Industrial y Transporte Vehicular) y Consumidores Directos.

Cuadro 22: Precios Finales de Gas Natural por sector y empresa demandante

SECTOR		EMPRESA DEMANDANTE	Precio \$us/Mpie ³
ELÉCTRICO	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - SIN (R.A. SSDH N° 0440/2008)	Empresa Eléctrica Guaracachi S.A.	1,3000
		Empresa Eléctrica Valle Hermoso S.A.	1,3000
		Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A.	1,3000
		Compañía Eléctrica Central Bulu Bulu S.A.	1,3000
		ENDE Andina S.A.M	1,3000
	SISTEMAS AISLADOS (R.A. ANH N° 3817/2013)	CRE	1,1100
		Setar Tarija	1,0500
		Setar Villamontes	1,0500
		Setar Yacuiba	1,0500
		Cooperativa Monteagudo	1,1000
		Cooperativa Muyupampa	1,1000
		Setar	1,1000
		CRE – “Pto. Suarez” ⁽⁶⁾	1,5485
	RESIDENCIAL, COMERCIAL, INDUSTRIAL Y TRANSPORTE VEHICULAR (REDES DE GAS NATURAL)	YPFB Redes de Gas Cochabamba	0,9800
		YPFB Redes de Gas Santa Cruz	0,9800
YPFB Redes de Gas Chuquisaca		0,9800	
YPFB Redes de Gas La Paz		0,9800	
YPFB Redes de Gas Oruro		0,9800	
YPFB Redes de Gas Potosí		0,9800	
Empresa Tarijeña del Gas S.A.M.		0,9800	
Empresa Tarijeña del Gas S.A.M. - Carapari		0,5700	
Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos		0,9800	
CONSUMIDORES DIRECTOS Y OTROS ⁽³⁾	USO COMBUSTIBLE PARA REFINACION (R.A. SSDH N° 0452/2008)	Refinería Oro Negro S.A. ⁽⁴⁾	0,9000
		Refinería Santa Cruz S.R.L. ⁽⁴⁾	0,9000
		Refinería Parapetí S.R.L. ⁽⁴⁾	0,9000
		YPFB Refinación S.A. ⁽⁴⁾	0,9000
	INDUSTRIA MINERA – CALERA (R.A. SSDH N° 0452/2008)	Compañía Minera Paitití S.A. ⁽¹⁾	
		Empresa Minera y Calera Sayari S.A. ⁽⁴⁾	1,2900
	INDUSTRIA ALIMENTICIA (R.A. SSDH N° 0452/2008)	Gravetal Bolivia S.A. ⁽¹⁾	
		Empresa COMASA ⁽⁴⁾	1,2900
	USO COMBUSTIBLE PARA TRANSPORTE (R.A. SSDH N° 0695/2008)	Laguna Volcán S.R.L.	1,7000
		Planta de Compresión Río Grande ⁽⁴⁾	1,0108
YPFB Logística ⁽⁴⁾		1,0108	
GNV (D.S. N° 29510)	YPFB Transporte	1,0108	
	Caiguami ⁽²⁾	1,5000	
Gas y Electricidad	Gas y Electricidad S.A.	1,7000	
	PLANTAS DE SEPARACIÓN DE LÍQUIDOS (R.A. ANH 3517/2013)	Planta de Separación de Líquidos de Río Grande ⁽⁵⁾	2,9000

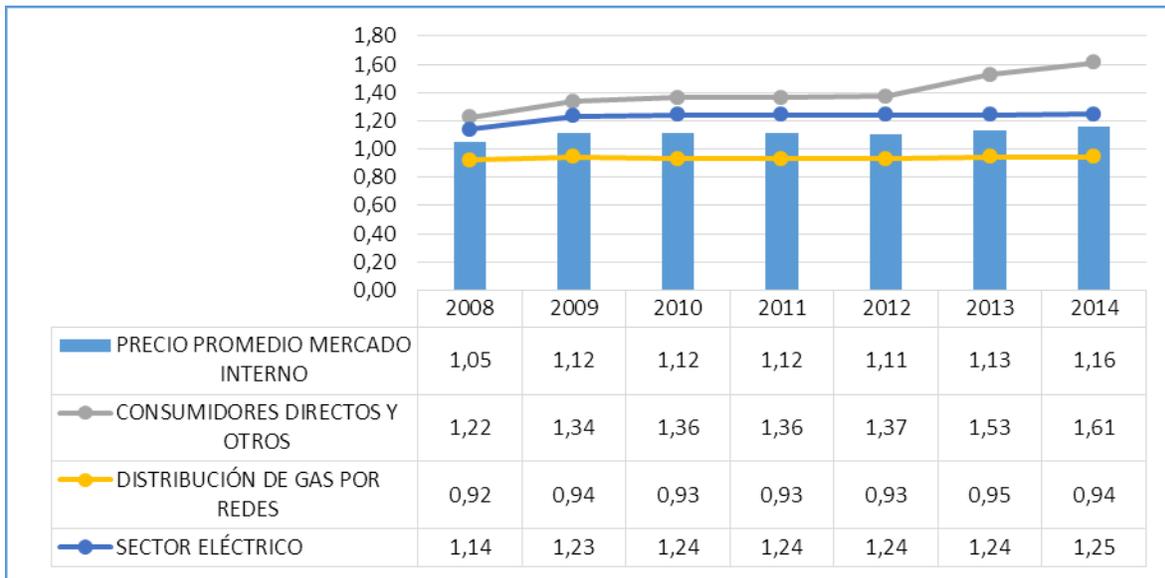
Fuente: Gerencia Nacional de Comercialización.

- Nota:** (1) Precio Fijo en Punto de Fiscalización (1,29\$us/Mpc) y variable en Punto de Entrega.
(2) R.A. SSDH N° 598/2001.
(3) Incluye: industrias conectadas directamente a la red troncal de transporte, consumidores propios del sector hidrocarburos como refinerías, estaciones de bombeo y Planta Río Grande, además de las Estaciones de Servicio de gas natural que tienen contrato directo con YPFB.
(4) Precio en punto de fiscalización, al cual debería adicionarse la tarifa de transporte.
(5) Precio aplicable a los volúmenes y energía registrados en los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2014
(6) Ventas en punto de entrega que utilizan dos Sistemas de Transporte de Transierra y Sistema GTB. Precio a ser actualizado anualmente en función a la variación de las Tarifas de Transporte de GTB.

Los precios del gas natural en el mercado interno se encuentran en una banda definida entre un nivel máximo de 2,9000 \$us/Mpc y un nivel mínimo de 0,57 \$us/Mpc, en función al sector de destino y la normativa empleada en cada caso. El precio de compra de gas natural para el Sector Eléctrico en el Sistema Interconectado Nacional en punto de entrega es igual a 1,30 \$us/Mpc. Para generadoras pertenecientes al Sistema Aislado el precio varía entre 1,0500 \$us/Mpc y 1,5485 \$us/Mpc. El precio de compra de gas natural entregado a las empresas distribuidoras en City Gate (Puerta de Ciudad), cuyo destino son los Sectores Residencial, Comercial, Industrial y Transporte Vehicular, es de 0,98 \$us/Mpc. Sólo en el caso de la Empresa Tarijeña de Gas S.A.M. – Carapari, es de 0,57 \$us/Mpc, debido a que es un cliente que se abastece directamente de campo y no paga tarifa de transporte.

Asimismo, el precio de compra de gas natural para consumo propio del sector hidrocarburos como combustible en transporte es de 1,0108 \$us/Mpc. Para el uso como combustible en las refinerías es de 0,9000 \$us/Mpc medido en punto de fiscalización.

Grafico 16: Precio Promedio del Gas Natural en el Mercado Interno



Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

Elaboración: propia

El precio promedio de Gas en el Mercado Interno llegó a 1,16 en 2014 es aproximadamente la quinta parte del precio internacional de exportación de gas, también el precio distribuido por redes de gas (Domiciliario, Vehicular, Industrial y Comercial) está por debajo del precio promedio general del Mercado Interno a lo largo del tiempo estos precios se han mantenido constantes con excepción del Precio de Consumidores Directos ya que el 2013 ingresa en funcionamiento la Planta Separadora de Líquidos Rio Grande la cual paga el doble de lo que pagan otros consumidores directos.

CAPÍTULO III: ANALISIS CUANTITATIVO DE LA INCODENCIA DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS EN EL INGRESOS FISCAL

3.1. PRIMERA SECCION: Modelo Econométrico

En esta sección determinara el modelo econométrico que nos ayudara a contrastar el problema planteado en esta investigación.

3.1.1. Determinación del Modelo Econométrico

De acuerdo a los objetivos planteados, en el presente investigación, pretendemos encontrar una relación causal entre la variación de los ingresos por concepto de recaudación tributaria, que abarca todos los impuestos vigentes; respecto de los cambios registrados en la evolución de los impuestos cobrados en el sector hidrocarburos, además de las variables de producción hidrocarburífera (precios de comercialización y volumen de producción). En este sentido, podremos establecer una relación funcional del tipo:

$$IF = f(RT, PC, Y)$$

Donde

IF: Recaudación tributaria general (ley 843)

RT: Recaudación de tributos en el sector hidrocarburífero

PC: Precios de comercialización de hidrocarburos

Y: Volumen de producción de hidrocarburos.

Podemos definir adecuadamente cada una de nuestras variables en el cuadro siguiente:

Cuadro 23: Identificación de variables del modelo

Variable	Abreviación	Tipo	Unidad	Definición
Recaudación impositiva del gobierno central	IF	Continua	MM BS	Valor de la recaudación fiscal del SIN a precios de 1990
Recaudación impositiva del sector hidrocarburos	IFHIDRO	Continua	MM BS	Valor de la recaudación impositiva generada dentro el sector hidrocarburos a precios de 1990
Producción de gas natural	YGAS	Continua	MM PC	Volumen de producción de gas natural
Producción de hidrocarburos líquidos	YLIQ	Continua	MM BLS	Volumen de producción de hidrocarburos líquidos
Precio de gas	PRGAS	Continua	\$US/MM BTU	Precio de exportación de gas natural según contrato a Brasil*
Precio de hidrocarburos líquidos	PRHILIQ	Continua	\$US/BLS	Precio de referencia del petróleo en las principales bolsas del mundo, para el efecto se considera el precio West Texas Intermediate (WTI).
Propiedad de los activos de YPF	NAC	Dummy	1/0	Asume los siguientes valores: 1: Para los trimestres posteriores a 02/2006 (desde la nacionalización) 0: Otros casos

Fuente: servicio de impuestos nacionales, Y.P.F.B.

Elaboración: Propia

(*): Las condiciones de este contrato, hacen que pueda estimarse un precio de exportación de manera trimestral, que no ocurre con el precio de exportación hacia Argentina, aunque ambos precios de exportación son similares.

MM: millón

BS: bolivianos

\$US: dólares

BLS: barril

PC: pies cúbicos

BTU: unidad térmica británica

Formalmente se trata de estimar una ecuación econométrica del tipo:

$$\ln(IF) = \beta_0 + \beta_1 iIFHIDRO_t + \beta_2 YGAS_t + \beta_3 YLIQ_t + \beta_4 PRGAS_t + \beta_5 PRLIQ_t + \beta_6 NAC_t + \mu_t$$

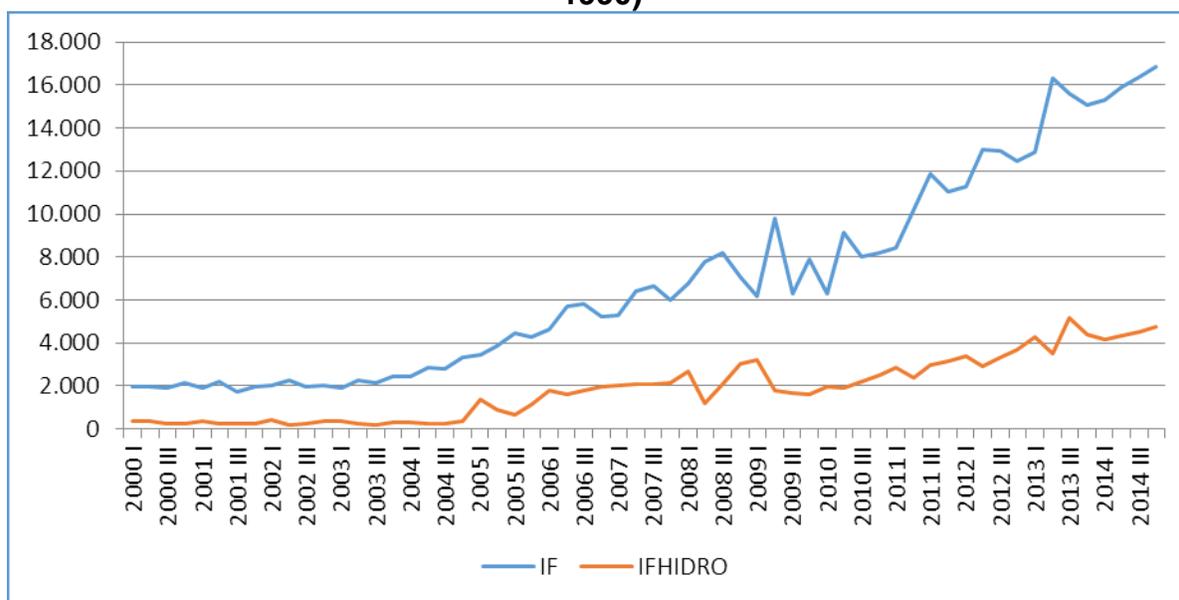
Donde la variable dependiente se considera en logaritmos, esta forma funcional se denomina logarítmica lineal o (log-lin), y cada parámetro β_i representa el cambio marginal en el logaritmo de IF ante un cambio unitario en la regresada. Esto se interpreta como una tasa de crecimiento, entonces es la tasa de crecimiento de IF cuando (cet par), la variable dependiente se incrementa en una unidad.

$$\beta_i = \left(\frac{\partial \ln(IF)}{\partial X_{it}} \right) * 100 = \frac{\% \Delta(IF)}{\Delta X_{it}}$$

Se espera que todos los coeficientes resulten positivos, debido a que se registra una relación causal directa entre ellas, todas suben y bajan casi consecutivamente o solo con cierto retraso. Realizamos la representación gráfica de las series:

Grafico 17: Evolución de la recaudación impositiva, 2000-2014

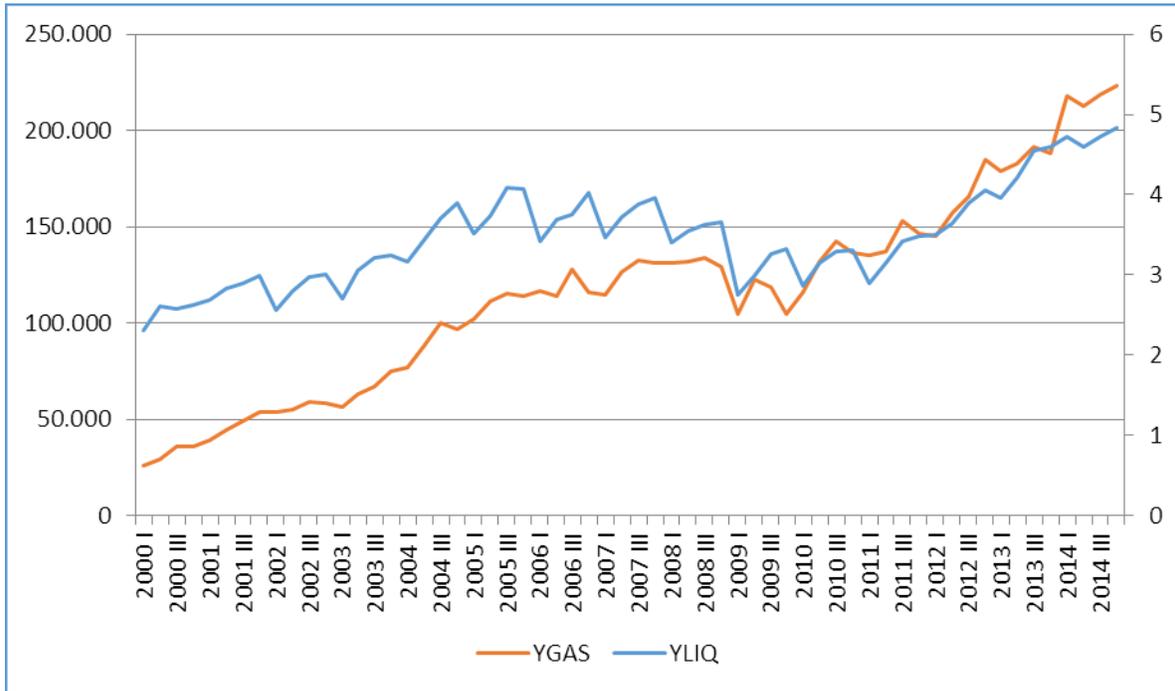
(Millones de bolivianos de 1990)



Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, Servicio de Impuestos Nacionales
Elaboración: propia

Como se aprecia, las series de recaudación evolucionaron de manera consecutiva, con una variación sustancial entre el tercer trimestre de 2008 y el segundo de 2009. Asimismo, se aprecia que entre el primer trimestre de 2006 y el cuarto de 2009, la producción de ambos hidrocarburos cae, para recuperarse posteriormente, con una volatilidad menor.

Grafico 18: Evolución de la producción de gas e hidrocarburos líquidos, 2000-2014 (MMPC MMBLS)

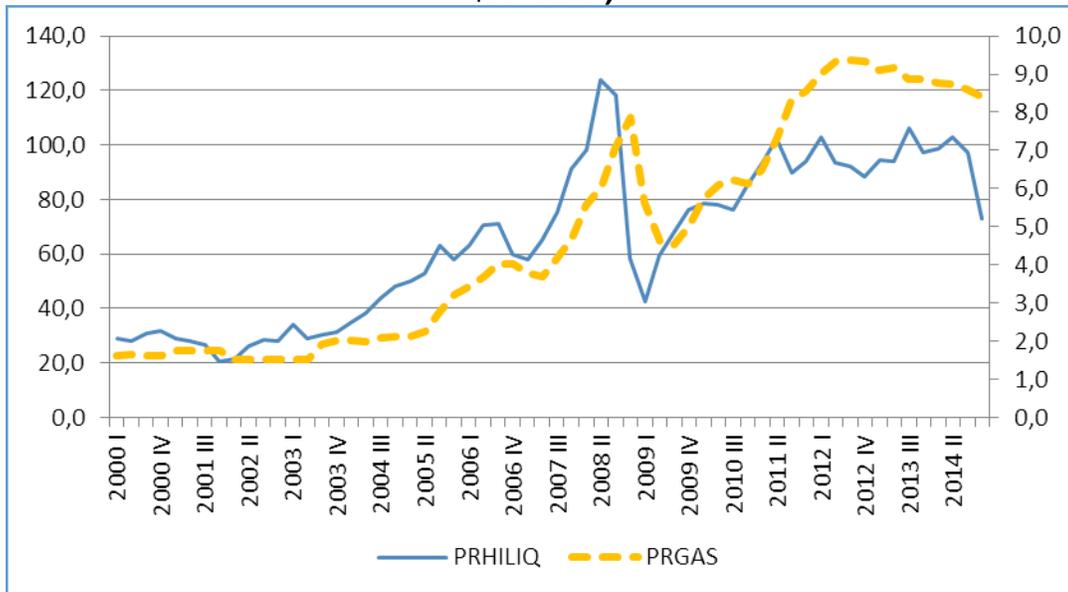


Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

Elaboración: propia

La caída más fuerte de los precios de ambos hidrocarburos, se produjo entre el segundo trimestre de 2008 y el primero de 2009 para el petróleo, concordante con la caída de los precios de exportación de gas a Brasil, que se produjo entre el cuarto trimestre de 2008 y el tercero de 2009. A partir de ahí el precio del gas comienza a crecer de manera menos volátil.

**Grafico 19: Evolución de los precios de gas e hidrocarburos líquidos,
2000-2014 (\$US/MMBTU
\$US/BLS)**



Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos
Elaboración: propia

3.1.2. Estimación y Resultados

En el presente apartado, estimamos formalmente el modelo antes planteado, comparando los resultados de dos métodos, a saber el primero de mínimos cuadrados ordinarios (MCO), y el segundo a través del método generalizado de momentos (MGM). Esperamos que la estimación por MCO, no cumpla con los requerimientos MGRL, y por ello incluiremos variables instrumentales para conseguir un mejor ajuste.

3.1.3. Regresión por MCO

Los resultados de la estimación por MCO serán:

Cuadro 24: Regresión por MCO

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	6.035284	0.152904	39.47103	0.0000
IFHIDRO	0.000395	0.000190	2.081919	0.0422
YGAS	2.29E-06	1.49E-06	1.535053	0.1307
YLIQ	0.042525	0.070563	0.602644	0.5493
PRGAS	0.020828	0.017654	1.179806	0.2433
PRHILIQ	0.004383	0.001277	3.433310	0.0012
NAC	0.171705	0.078197	2.195809	0.0325
R-squared	0.938864	Mean dependent var		7.060979
Adjusted R-squared	0.931943	S.D. dependent var		0.474028
S.E. of regression	0.123663	Akaike info criterion		-1.233227
Sum squared resid	0.810509	Schwarz criterion		-0.988887
Log likelihood	43.99681	Hannan-Quinn criter.		-1.137652
F-statistic	135.6530	Durbin-Watson stat		1.968117
Prob(F-statistic)	0.000000			

Fuente: Elaboración propia en base de datos de servicios de impuestos nacionales, Yacimientos Fiscales Bolivianos

$$\ln(\text{IF}) = 6.03528 + 0.0003952 * \text{IFHIDRO} + 0.00000229238 * \text{YGAS} + 0.042524 * \text{YLIQ} + 0.0208277 * \text{PRGAS} + 0.00438335 * \text{PRHILIQ} + 0.1717 * \text{NAC}$$

A primera vista, se aprecia que solo tres de los seis coeficientes de las regresoras, son significativos al 5%. Mientras que el modelo en su conjunto es representativo, puesto que el coeficiente de ajuste $R^2=93,8\%$. Para verificar que el modelo no tiene variables endógenas, debemos realizar las pruebas de estabilidad de los residuos, para ello aplicaremos las pruebas de heteroscedasticidad y de normalidad de los residuos para verificar que estos se distribuyen según la normal, además elaboraremos un test de correcta especificación del modelo para verificar que el modelo no tiene variables omitidas.

Emplearemos el test de White para contrastar formalmente la presencia de heteroscedasticidad, para ello formulamos nuestras hipótesis nula y alterna.

$$H_0 : \sigma_i^2 = \sigma^2$$

$$H_1 : \text{No se verifica } H_0$$

En el primer caso, se asume como H_0 que no existe heteroscedasticidad, u homoscedasticidad y en la hipótesis alterna, se asume que el problema existe. Se

rechaza la H_0 cuando el valor de $T \cdot R^2$ calculado es menor al valor χ^2 al nivel de significancia establecido o cuando el P-valor es menor que 0,05. Donde T es el número de observaciones del modelo, y R^2 es el valor del ajuste del modelo.

Cuadro 25: Test de White

Heteroskedasticity Test: White

F-statistic	0.712068	Prob. F(6,53)	0.6414
Obs*R-squared	4.475883	Prob. Chi-Square(6)	0.6126
Scaled explained SS	7.957876	Prob. Chi-Square(6)	0.2412

Elaboracion: Propia

F=0,712068 ; P-Valor=0,6414

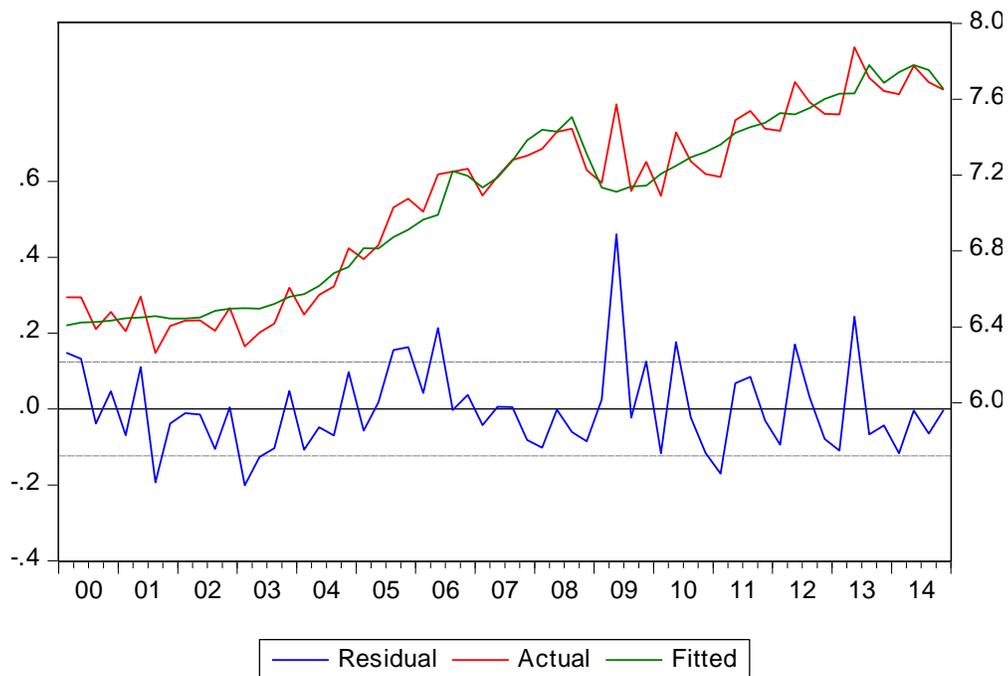
$T \cdot R^2 = 4,47$; P-Valor=0,6126

$$\chi^2_{(6;0,05)} = 11,07$$

Como se aprecia, el valor $T \cdot R^2$ es menor que el valor estimado de la chi cuadrado con 6 grados de libertad al 95% de confianza $T \cdot R^2 = 4,47 < \chi^2 = 11,07$ por tanto rechazamos la Hipótesis nula, concluimos que los residuos no son homoscedasticos, es decir que existe heteroscedasticidad.

Asimismo podemos representar la distribución de los residuos del modelo a través del contraste de normalidad de Jarque Bera. Primero graficamos los residuos y la estimación con el presente método.

Gráfico 20: Normalidad de Jarque Bera



Fuente: Elaboración propia en base de datos de servicio de impuestos nacionales, YPFB, Vice ministerio de política tributaria

Se aprecia que el ajuste o predicción con este método, no recoge la volatilidad de la variable LIF (variable dependiente en logaritmo). Asimismo los residuos, presentan dos picos claramente identificados que pueden afectar su distribución, estos valores atípicos, podrían inducir a estimar el modelo a través de métodos no paramétricos, a fin de eliminar estos atípicos.

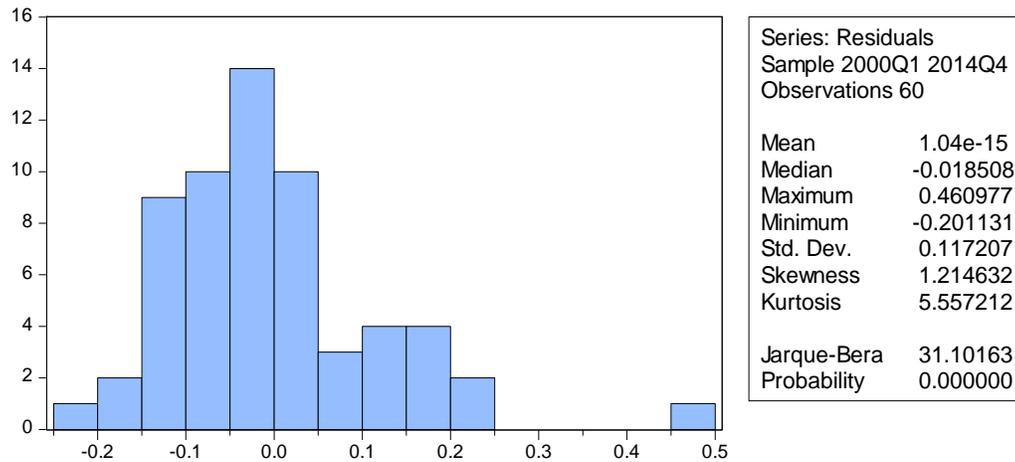
Para implementar el contraste de normalidad formulamos nuestras hipótesis nula y alterna que son:

$$H_0 : \varepsilon \text{ se distribuye segun la normal}$$

$$H_1 : \varepsilon \text{ no se distribuye segun la normal}$$

Los resultados del test indican que el p-valor del estadístico JB es menor al valor crítico de 5%, por tanto rechazamos la hipótesis nula, los residuos no se distribuyen según la distribución normal.

Grafico 21: Distribución de la Normal



Estos dos criterios, inducen a pensar que el modelo no está bien formulado, porque los residuos indican que pueden existir variable omitidas de gran influencia sobre la variable dependiente. Que no están incluidas en las regresoras.

Podemos realizar adicionalmente el contraste de correcta especificación del modelo a través de la prueba Reset de Ramsey, para verificar si se omitieron variables relevantes. Nuestras hipótesis nula y alterna son:

$$H_0 : \text{No se omitieron variables}$$

$$H_1 : \text{Existen variables omitidas}$$

Los resultados serán:

Cuadro 26: Prueba Reset de Ramsey

	Value	Df	Probability
t-statistic	2.383240	52	0.0208
F-statistic	5.679835	(1, 52)	0.0208
Likelihood ratio	6.219835	1	0.0126

F-test summary:

	Sum of Sq.	Df	Mean Squares
Test SSR	0.079812	1	0.079812
Restricted SSR	0.810509	53	0.015293
Unrestricted SSR	0.730697	52	0.014052
Unrestricted SSR	0.730697	52	0.014052

LR test summary:

	Value	Df
Restricted LogL	43.99681	53
Unrestricted LogL	47.10673	52

Donde los valores de los estadísticos T de Student (t-statistic), F de Fisher (F-statistic) y el ratio de verosimilitud (likelihood ratio) tienen probabilidades de error en la hipótesis nula cuando es cierta menores a 0,05 (5%). Por tanto podemos rechazar la hipótesis nula, y concluimos que el modelo tiene variables omitidas.

3.1.4. Regresión por (MGM) con Variables Instrumentales

En vista de lo anterior, no podemos emplear el presente resultado para hacer inferencia, por ello debemos buscar otro método de estimación que permita eliminar estos sesgos sobre los residuos. Podemos identificar cuales variables son endógenas, hallando la correlación entre cada regresora y el residuo, si esta es muy alta, entonces, indicaría que la regresora es endógena

Cuadro 27: Regresión por MGM

REGRESIÓN	RESULTADOS				
IFHIDRO VS RESIDUOS	Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
	C	338.2846	26.99882	12.52961	0.0000
	RESIDUOS_MCO	2.60E-11	232.2959	1.12E-13	1.0000
	R-squared	0.000000	Mean dependent var	338.2846	
	Adjusted R-squared	-0.017241	S.D. dependent var	207.3521	
	YGAS VS RESIDUOS	Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic
C	115487.5	6630.609	17.41733	0.0000	
RESIDUOS_MCO	-2.42E-08	57049.28	-4.24E-13	1.0000	
R-squared	0.000000	Mean dependent var	115487.5		
Adjusted R-squared	-0.017241	S.D. dependent var	50923.36		
YLIQ VS RESIDUOS	Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
	C	3.467206	0.079076	43.84629	0.0000
	RESIDUOS_MCO	1.08E-13	0.680367	1.59E-13	0.0610
	R-squared	0.460800	Mean dependent var	3.467206	
	Adjusted R-squared	-0.017241	S.D. dependent var	0.607310	
	PRHILIQ VS RESIDUOS	Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic
C		64.66055	3.782641	17.09402	0.0000
RESIDUOS_MCO		2.25E-12	32.54557	6.92E-14	1.0000
R-squared		0.000000	Mean dependent var	64.66055	
Adjusted R-squared		-0.017241	S.D. dependent var	29.05085	

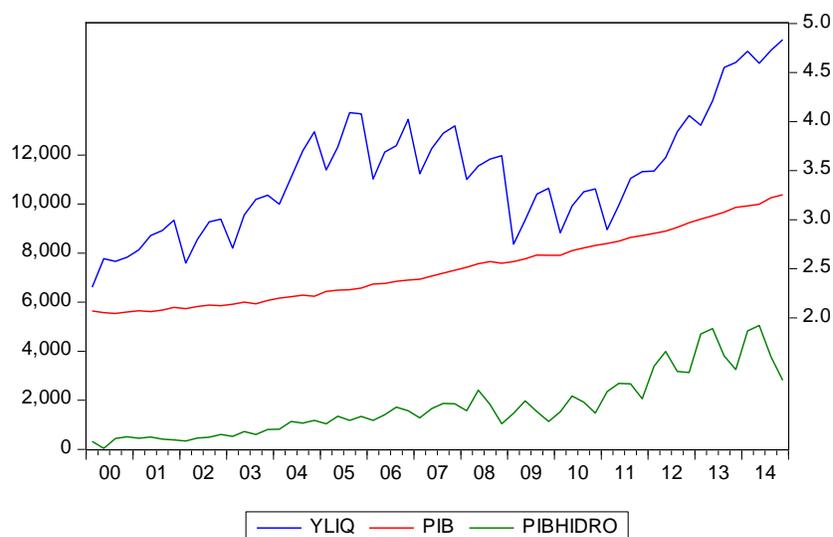
PRGAS VS RESIDUOS				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	4.756296	0.373170	12.74566	0.0000
RESIDUOS_MCO	-9.84E-13	3.210726	-3.06E-13	1.0000
R-squared	0.000000	Mean dependent var	4.756296	
Adjusted R-squared	-0.017241	S.D. dependent var	2.865960	

Fuente: Elaboración Propia

Como se aprecia, luego de haber realizado las regresiones entre cada regresora y los residuos del modelo, encontramos que la variable YLIQ, esta correlacionada con los residuos, en un 46%. Entones podemos concluir que esta variable es la que causa la perturbación sobre los residuos, por ello debemos corregirla seleccionando una variable instrumental que este altamente correlacionada con la producción de hidrocarburos líquidos.

Para esta selección, debemos buscar la naturaleza de la producción de hidrocarburos líquidos, encontrando que esta depende principalmente del entorno económico general y del sector hidrocarburos en general. Podemos relacionarla con las variables del PIB real y del PIB real del sector hidrocarburos. En este caso tendremos que:

Gráfico 22: Variables Instrumentales



Cuadro 28: Variables Instrumentales

	YLIQ	PIB	PIBHIDRO
YLIQ	1		
PIB	0.7065314283265592	1	
PIBHIDRO	0.7289813917671521	0.9132098107834323	1

Fuente: elaboración propia en base de datos de Yacimientos Fiscales Bolivianos

Como se aprecia, existe una elevada correlación serial entre la serie de producción de hidrocarburos líquidos (YLIQ), y el PIB real , y el PIB real del sector hidrocarburos (PIBHIDRO). Por tanto, podemos establecer unos instrumentos potentes en tanto que son genéricos a todas las actividades económicas. Presentamos asimismo la correlación entre las variables elegidas como instrumento y los residuos del modelo.

Cuadro 29: Regresión con variables instrumentales

REGRESIÓN INSTRUMENTALES		RESULTADOS			
PIB VS RESIDUOS					
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.	
C	7371.615	187.3393	39.34901	0.0000	
RESIDUOS_MCO	-5.929051	1611.853	-0.003678	0.9971	
R-squared	0.000000	Mean dependent var		7371.615	
Adjusted R-squared	-0.017241	S.D. dependent var		1438.774	
PIBHIDRO VS RESIDUOS					
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.	
C	1767.418	166.4555	10.61796	0.0000	
RESIDUOS_MCO	601.6756	1432.171	0.420114	0.6760	
R-squared	0.003034	Mean dependent var		1767.418	
Adjusted R-squared	-0.014155	S.D. dependent var		1280.329	

Fuente: Elaboración Propia

Aunque pueda parecer que existe correlación ente PIBHIDRO y los residuos, esta es muy baja, lo que puede hace que sea considerada como un buen instrumento.

Ahora como el modelo es log-lin, las variables deberán incluirse en niveles, es decir sin ninguna transformación. Además, debido a que tratamos con series temporales, incluiremos estos instrumentos con un rezago. Entonces los instrumentos serían:

VARIABLE	NIVEL	REZAGO
Producción de líquidos	-	YLIQ(-1)
PIB	PIB	PIB(-1)
PIB hidrocarburos	PIBHIDRO	PIBHIDRO(-1)

El modelo a estimarse considerando las variables instrumentales definidas será:

$$\ln(IF) = \beta_0 + \beta_1 IFHIDRO_t + \beta_2 YGAS_t + \beta_3 YLIQ_t [YLIQ(-1), PIB, PIB(-1), PIBHIDRO, PIBHIDRO(-1)] + \beta_4 PRGAS_t + \beta_5 PRLIQ_t + \beta_6 NAC_t + \mu_t$$

Donde se considera un rezago de YLIQ, además de las variables PIB y PIBHIDRO en nivel y con un rezago.

Los resultados, tras estimar el modelo por MGM, serán:

Cuadro 30: Estimación por MGM

Dependent Variable: LIF
Method: Generalized Method of Moments
Sample (adjusted): 2000Q2 2014Q4
Included observations: 59 after adjustments
Linear estimation with 1 weight update
Instrument specification: PIB PIB(-1) PIBHIDRO PIBHIDRO(-1) IFHIDRO
YLIQ(-1) PRHILIQ PRGAS NAC
Constant added to instrument list

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	5.882447	0.062764	93.72382	0.0000
IFHIDRO	0.000573	0.000145	3.952191	0.0002
YLIQ	0.103299	0.025838	3.997952	0.0002
PRHILIQ	0.005856	0.000893	6.556288	0.0000
PRGAS	0.038445	0.008147	4.718942	0.0000
NAC	0.100766	0.061608	1.635589	0.1079
R-squared	0.954048	Mean dependent var		7.062765
Adjusted R-squared	0.949713	S.D. dependent var		0.468899
S.E. of regression	0.105149	Sum squared resid		0.585988
Durbin-Watson stat	2.042923	J-statistic		3.824781
Instrument Rank	10	Prob(J-statistic)		0.430238

Fuente: Elaboración Propia en base a datos de Servicio de Impuestos Nacionales, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

Donde se aprecia que todos los coeficientes, excepto el de la variable dummy, son significativos, lo anterior, indica simplemente que puede no existir relación causal entre esta y la variable dependiente dadas las restantes variables intervinientes, no

significando que no sea importante como determinante y que no exista una relación conformable. En la estimación, se ha eliminado la variable YGAS, debido a que no resultaba significativa como explicación de la variable dependiente. En este sentido, se indica que además de ser exógena, es irrelevante como explicación de los cambios en la recaudación tributaria (IF). Como se indicó, el estadístico R², pierde relevancia en la estimación MGM, puesto que incluso puede tomar valores negativos, ya que depende de la suma de los residuos al cuadrado. Que en ese modelo puede asumir valores negativos.

Comenzando con la interpretación de los coeficientes, en primera instancia se pueden interpretar como cambios porcentuales en (LIF) ante cambios en cualquiera de las regresoras, multiplicándolo por 100. Si bien esta práctica es común, esta transformación solo es válida como aproximación cuando los cambios son pequeños, es decir cuando la regresora se incrementa en una unidad, mientras que cuando se incrementa en más de una unidad, la estimación se sobre estima generalmente. Por ello es necesario realizar una transformación al coeficiente, para estimar la variación porcentual concreta. La regla será:

$$\% \Delta Y = [\exp(\beta_i) - 1] * 100$$

Donde se aprecia la variación porcentual de la variable dependiente $\% \Delta Y = \% \Delta IF$ es una transformación lineal del parámetro “i” de la pendiente en cada una de las variables independientes. Cuando se realiza esta transformación, los coeficientes no son insesgados, aunque sí eficientes.³⁹ Entonces, los coeficientes estimados luego de la transformación serán:

³⁹ Wooldridge (2009). *Introducción a la econometría. Un enfoque moderno*. Thomson editores, pp 262. Barcelona, España.

Coeficiente	$\beta_i * 100$	$[\exp(\beta_i) - 1] * 100$
5.882447	-	-
0.000573	0.06%	0.06%
0.103299	10.33%	10.88%
0.005856	0.59%	0.59%
0.038445	3.84%	3.92%
0.100766	10.08%	10.60%

Considerando estos resultados, podemos indicar, que en promedio manteniendo todo lo demás constante durante el periodo de estudio, un incremento de un millón de bolivianos en la recaudación impositiva del sector hidrocarburos (IFHIDRO), generó un crecimiento promedio de 0,06% entre cada trimestre consecutivo. De la misma manera, un incremento de un millón de barriles en la producción de hidrocarburos líquidos (YLIQ), genera un crecimiento de (IF) de 10,9%. De la misma manera, un incremento de 1 \$US/BLS en (PRHILIQ), generó un crecimiento promedio de (IF) del 0,59%. Mientras que cuando el precio del gas (PRGAS) como contratos de exportación se incrementa en 1\$US/MMBTU, el IF crece en promedio 3,84%. Para concluir, indicamos que la media de los ingresos tributarios del SIN a partir de 2006 fue 10,6% superior a la media de recaudación por este concepto, cuando la administración de los hidrocarburos correspondía a la iniciativa privada.

El coeficiente de la pendiente, representa el logaritmo natural de (IF), cuando las restantes variables son cero., mientras que la suma de coeficientes de la pendiente de la dummy y de la constante, representa el logaritmo cuando el valor dummy es uno.

$$E(\ln IF | NAC = 0) = \beta_0 = 5,882447$$

$$E(\ln IF | NAC = 1) = \beta_0 + \beta_6 = 5,882447 + 0,100766 = 5,983213$$

Al hallar el antilogaritmo de cada coeficiente, tendremos que

$$\text{Antilog}(5,882447) = 358,685873 \text{ (promedio de recaudaciones entre I-2000 y II-2006)}$$

$$\text{Antilog}(5,983213) = 396,712961 \text{ (promedio de recaudaciones entre III-2006 y IV-2014)}$$

Por tanto la recaudación promedio del SIN entre 2006 y 2014 desde el decreto de nacionalización, fue 10,6% superior a la recaudación promedio durante el periodo de privatización.

3.1.5. Prueba de Ortogonalidad de Los Instrumentos

La prueba de Ortogonalidad de los Instrumentos, también conocida como la prueba C o de Eichenbaum, Hansen y Singleton (EHS), evalúa la condición de ortogonalidad de un subconjunto de los instrumentos intervinientes. Esta prueba solo es aplicable para datos de corte transversal o para series de tiempo, más no para datos en estructura de paneles, generalmente se contrasta la eficiencia de las regresiones estimadas por mínimos cuadrados en dos etapas o por el método general de los momentos. Recordemos que el supuesto central de la estimación de variables instrumentales es que los instrumentos son ortogonales a una función de los parámetros del modelo:

$$E[Z' u(\beta)] = 0$$

La prueba de ortogonalidad de los instrumentos, evalúa si esta condición se cumple para posiblemente una subconjunto de los instrumentos pero no para los instrumentos restantes, es decir:

$$E[Z'_1 u(\beta)] = 0$$

$$E[Z'_2 u(\beta)] \neq 0$$

Donde $Z = (Z_1, Z_2)$ y Z_1 son instrumentos para los que se asume la condición de estabilidad. El estadístico de prueba C_t , se calcula como la diferencia J-estadístico entre la ecuación original y una ecuación secundaria estimada utilizando sólo instrumentos:

$$C_T = \frac{1}{T} u(\hat{\beta})' Z \hat{W}_T^{-1} Z' u(\hat{\beta}) - \frac{1}{T} u(\tilde{\beta})' Z_1 \hat{W}_{T1}^{-1} Z'_1 u(\tilde{\beta})$$

Donde β es el parámetro estimado de la MGM original, y W es la matriz de ponderación original, β son las estimaciones de la ecuación de la prueba, y $wT1-1$ es la matriz para la ecuación de prueba formada para considerando el subconjunto $wT-1$ de los correspondientes instrumentos en Z_1 . La estadística de prueba es la Chi-cuadrada distribuida con grados de libertad igual al número de instrumentos en Z_2 . Entonces podemos formular nuestras hipótesis nula y alterna de la siguiente manera:

$$H_0 : J_Z = J_{Z1}$$

$$H_1 : J_Z \neq J_{Z1}$$

Si existiera diferencia medida como variaciones en el estadístico J, el estadístico C indicaría que la muestra no cumple con el requisito de ortogonalidad, por tanto el instrumento no es apropiado como variable instrumental en el modelo. Los resultados del test son los siguientes:

Cuadro 31: Estadístico C

Test instruments: PIB				Test instruments: PIBHIDRO			
	Value	Df	Probability		Value	df	Probability
Difference in J-stats	1.691078	1	0.1935	Difference in J-stats	0.144722	1	0.7036
J-statistic summary:				J-statistic summary:			
Restricted J-statistic	3.824781			Restricted J-statistic	3.824781		
Unrestricted J-statistic	2.133703			Unrestricted J-statistic	3.680059		

Como se aprecia, el valor restringido del estadístico J de Hansen, es superior al valor no restringido, asimismo el valor d probabilidad en ambas variables instrumentales, es superior a 0,05, por tanto no podemos rechazar la hipótesis nula, entonces indicamos que estas variables permiten ortogonalizar la matriz de coeficientes, por tanto son apropiadas como instrumentos.

3.1.6. Prueba de Endogeneidad del Regresor

La prueba de endogeneidad del regresor, también conocida como la prueba de Durbin-Hausman, evalúa la endogeneidad de algunos, o todos los regresores de la ecuación. Un regresor es endógeno si se explica por los instrumentos en el modelo, mientras que, las variables serán exógenas, si no son explicadas por los instrumentos. En las estimaciones MC2E y MGM, las variables exógenas se pueden especificar mediante la inclusión de una misma variable como regresor, tanto como un instrumento, mientras que las variables endógenas son aquellas que se especifican solamente como regresor.

El test de endogeneidad, evalúa si un subconjunto de variables endógenas, son en realidad exógenas. Esto se realiza mediante la ejecución de una estimación secundaria donde las variables de prueba, son tratadas como exógenas y no endógenas, para luego comparar el J-estadístico entre esta estimación secundaria y la estimación original de:

$$H_T = \frac{1}{T} u(\hat{\beta})' \tilde{Z} \tilde{W}_T^{-1} \tilde{Z}' u(\tilde{\beta}) - \frac{1}{T} u(\hat{\beta})' Z \hat{W}_{T^*}^{-1} Z' u(\hat{\beta})$$

Donde $\hat{\beta}$ es el parámetro de la estimación original MGM obtenidos empleando ponderaciones \hat{W}_T , y $\tilde{\beta}$ son las estimaciones de la ecuación de prueba calculada utilizando \tilde{Z} , los instrumentos aumentados por las variables que se están probando, y \tilde{W}_T^{-1} es la matriz ponderada de la estimación secundaria.

Hay que notar que en el caso de la estimación MGM, la matriz, $\hat{W}_{T^*}^{-1}$ debe ser una sub-matriz de \tilde{W}_T^{-1} para garantizar la positividad de la prueba estadística. En consecuencia, primero se calcula la ecuación secundaria para obtener, $\tilde{\beta}$ y entonces formar una nueva matriz $\tilde{W}_{T^*}^{-1}$, que es el subconjunto de \tilde{W}_T^{-1} correspondiente a los instrumentos originales \mathbf{Z} . A continuación se realiza una tercera estimación utilizando la matriz subconjunto de ponderación, y el estadístico de prueba se calcula como:

$$H_T = \frac{1}{T} u(\tilde{\beta})' \tilde{Z} \tilde{W}_T^{-1} \tilde{Z}' u(\tilde{\beta}) - \frac{1}{T} u(\hat{\beta}^*)' Z' \tilde{W}_{T^*}^{-1} Z' u(\hat{\beta}^*)$$

El estadístico de prueba se distribuye como una variable aleatoria chi-cuadrado con grados de libertad igual al número de regresores empleados para probar la endogeneidad. Formulamos nuestras hipótesis nula y alterna:

$$H_0 : \tilde{Z} = Z$$

$$H_0 : \tilde{Z} \neq Z$$

En este caso, evaluamos si la variable que identificamos como endógena, es decir la producción del sector hidrocarburífero es exógena cuando la incorporamos a la nueva matriz de instrumentos \tilde{Z} . Si hubiera cambio, en los coeficientes estimados en la regresión auxiliar, significaría que la variable supuestamente endógena en realidad es exógena. los resultados obtenidos en el test son:

Cuadro 32: Identificación de Variables endógenas

Endogenous variables to treat as exogenous: YLIQ

	Value	Df	Probability
Difference in J-stats	3.491298	1	0.0617
J-statistic summary:			
	Value		
Restricted J-statistic	7.597928		
Unrestricted J-statistic	4.106630		

Debido que el valor restringido es superior al no restringido, 7,59>4,10, además de que el p-valor de la J-estadística es superior a 0,005, no podemos rechazar la hipótesis nula, por tanto la variable YLIQ, resulta ser endógena, y se debe explicar por sus propios determinantes antes de ingresar al modelo.

3.1.7. Normalidad de los Residuos del Modelo

El sentido de toda estimación, es permitir cumplir con los requisitos fundamentales de la regresión, una condición que se debe cumplir, es que los residuos del modelo

estimado se distribuyan según la normal, si existiera un patrón sistemático que dificulte esta distribución los estimadores no serían insesgados ni eficientes. Para probar la normalidad en la distribución de los residuos, se emplea el contraste de Jarque-Bera. El mismo, se distribuye según la chi cuadrado con 2 grados de libertad, para un nivel dado de confianza α , del 95%.

$$JB = N \times \left[\frac{\hat{a}^2}{6} + \frac{(\hat{c} - 3)^2}{24} \right] \rightarrow \chi_2^2$$

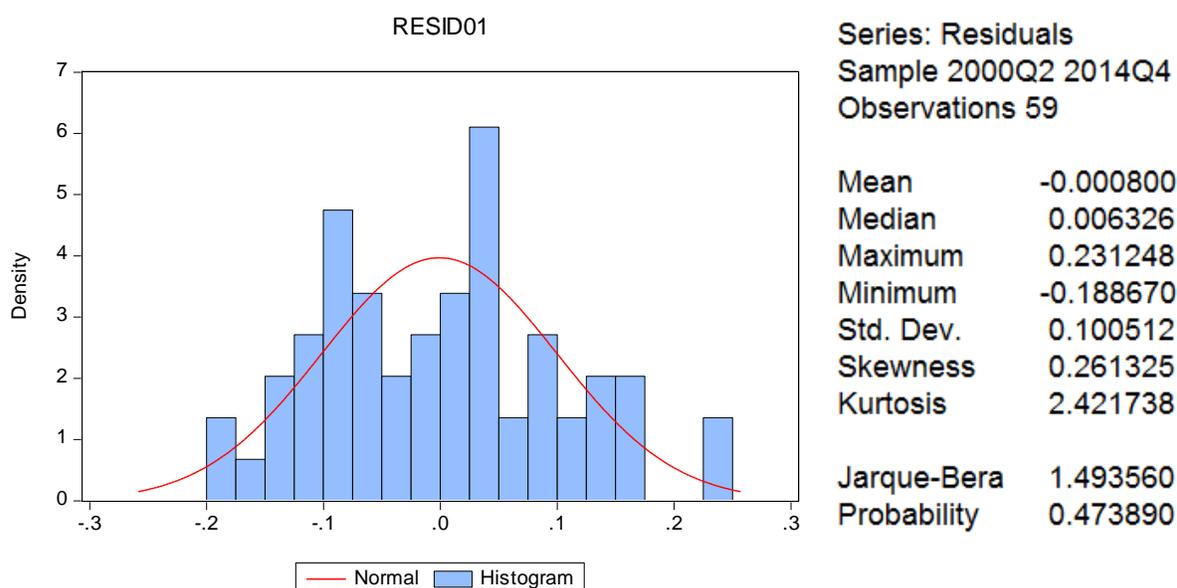
Las hipótesis nula y alterna serán:

$H_0 : \varepsilon$ se distribuye según la normal

$H_1 : \varepsilon$ no se distribuye según la normal

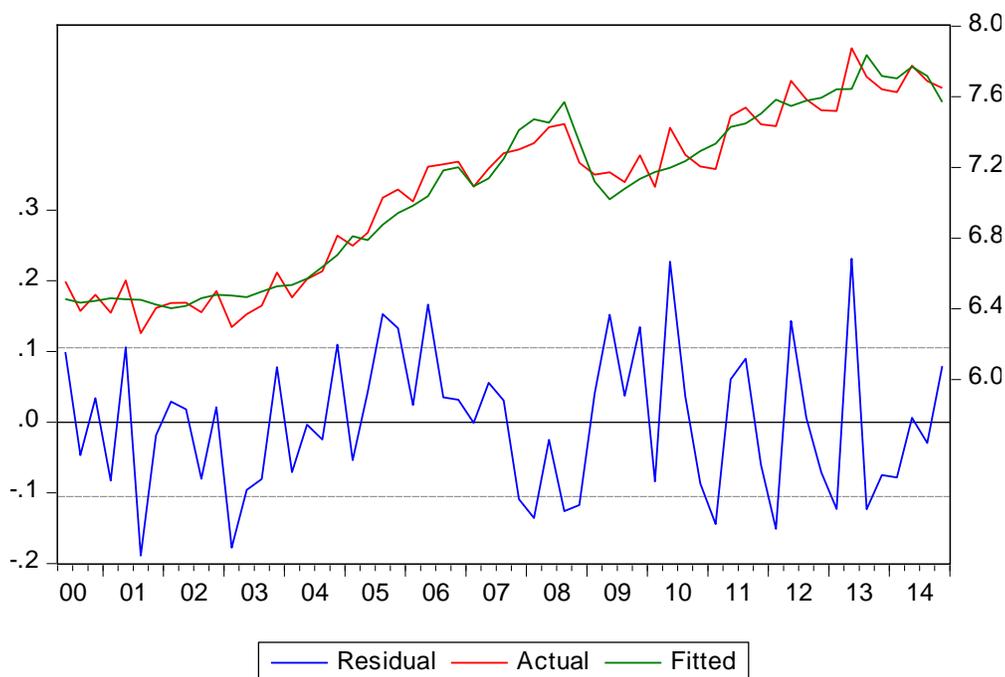
La regla de decisión implica rechazar la hipótesis nula cuando el estadístico Jarque Bera, sea superior al valor crítico de la chi cuadrado considerando los grados de libertad y el nivel de significancia: $JB > \chi_{2,\alpha}^2$. Los resultados del test indican que el p-valor del estadístico JB es superior al valor crítico de 5%, por tanto no se puede rechazar la hipótesis nula, los residuos se distribuyen según la distribución normal

Cuadro 33: Distribución de la Normal



Adicionalmente podemos verificar la evolución temporal de los residuos del modelo estimado, esperando que este comportamiento sea estable, o al menos con reducida volatilidad.

Grafico 23: Evolución temporal de los residuos del modelo estimado



Como se puede apreciar, solamente en el último periodo, los residuos estimados por el modelo MGM, se dispersan de los intervalos de confianza, indicando posible ausencia de normalidad en la distribución, sin embargo estos valores son extremadamente pequeños como para pensar de un problema estructural.

3.1.8. Diagnóstico de Coeficientes

Una vez estimada la regresión MGM, se procede con la identificación de posible dispersión de los coeficientes resultantes. Dos formas de análisis de los coeficientes de una regresión, son las que se emplean corrientemente, a saber: i) intervalos de confianza y ii) las regiones de confianza.

Los intervalos de confianza, se construyen sobre la base del estadístico t, se emplean para verificar la dispersión de la estimación, cuando el nivel de confianza

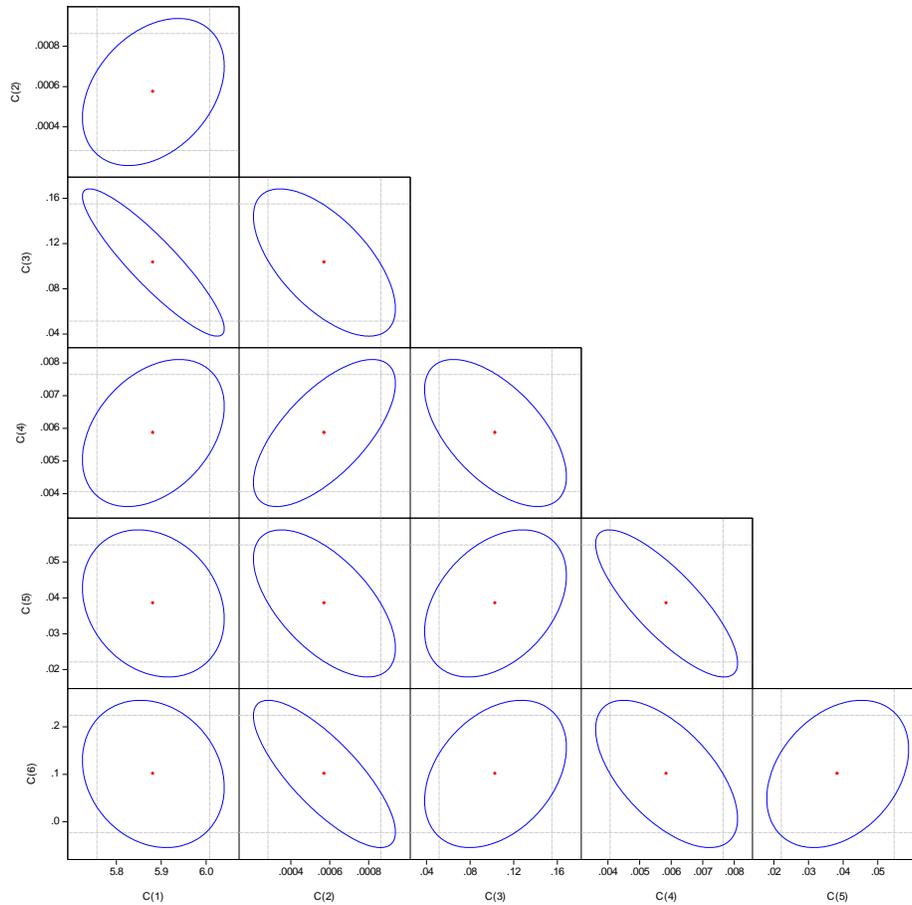
de cada uno de ellos varía. Es decir, se esperaría que en una regresión lo mejor ajustada, al reducir el nivel de confianza por ejemplo de 90% a 95%, los intervalos de confianza no varíen sustancialmente. A continuación se presentan los intervalos de confianza de cada uno de los coeficientes de la regresión MGM estimada a diferentes niveles de significancia.

Cuadro 34: Coeficientes de la regresión MGM

Variable	Coefficient	90% CI		95% CI		99% CI	
		Low	High	Low	High	Low	High
C	5.882447	5.777374	5.987521	5.756559	6.008335	5.714754	6.050140
IFHIDRO	0.000573	0.000330	0.000816	0.000282	0.000864	0.000186	0.000960
YLIQ	0.103299	0.060043	0.146554	0.051474	0.155123	0.034264	0.172333
PRHILIQ	0.005856	0.004361	0.007351	0.004064	0.007647	0.003469	0.008242
PRGAS	0.038445	0.024806	0.052084	0.022104	0.054786	0.016678	0.060212
NAC	0.100766	-0.002374	0.203905	-0.022805	0.224336	-0.063841	0.265372

Como se puede apreciar, incluso a un nivel de confianza de 99%, los intervalos de confianza apenas y se incrementan hacia la izquierda como hacia la derecha, lo que indica un buen ajuste de los datos y reducida dispersión.

Una región de confianza es un rango de valores para varios coeficientes simultáneamente y se construye a partir del correspondiente estadístico F. La región de confianza más sencilla relaciona dos coeficientes, se trata de una elipse cuyo centro es el estimador MGM. Al igual que ocurre en los intervalos de confianza para un solo coeficiente, las dimensiones de la elipse dependen directamente de las varianzas estimadas de los estimadores de los coeficientes: a mayor varianza, mayor será la elipse y viceversa. La inclinación de la elipse depende de la covarianza entre los dos coeficientes estimados: la elipse asciende de izquierda a derecha si tal covarianza es positiva, y desciende en caso contrario.



Como en los intervalos de confianza, la región de confianza se puede utilizar para efectuar contrastes de hipótesis, verificando si el punto establecido en dicha hipótesis se encuentra dentro o fuera de la región de confianza. Si dicho punto está dentro, se acepta la hipótesis nula y si está fuera se rechaza. En el presenta caso, todos los puntos estimados para los coeficientes en la regresión, caen dentro las diferentes elipses. El punto (0,0) no pertenece a la elipse y, por tanto, se rechaza la hipótesis nula.

CONCLUSIÓN

Bolivia evidencio una permanente situación de cambio en las reglas de gestión sectorial, el esquema de reformas con la ley 1689 modelo con bases liberales, paso por un proceso de reformas y se derivó a la ley 3058 modelo de gestión estatal, debido a la lucha del pueblo boliviano.

En los últimos 14 años, Bolivia recibió mayores ingresos por la explotación de hidrocarburos, principalmente gas natural, lo cual ha beneficiado tanto al tesoro general de la nación como las gobernaciones y municipios.

El nivel de ingresos que percibe el estado boliviano depende de tres variables, principalmente del nivel de producción, de los precios utilizados por la valoración de esa producción, los precios de exportación del gas natural se encuentran indexados a fuels internacionales que guardan una estrecha correlación con las cotizaciones del precio del petróleo WTI y, por lo tanto, la porción de la producción de gas que se destinan al mercado externo es valorada considerablemente de cotizaciones internacionales, así mismo la reforma tributaria para este sector que es una variable importante para un crecimiento en los ingresos fiscales y la coyuntura que se vive con la nacionalización de los hidrocarburos, estos son factores determinantes para que el sector de hidrocarburos tenga un significativo aporte en los ingresos fiscales de Bolivia a nivel central.

La nueva Constitución Política del Estado Plurinacional de Bolivia determina que sea el Estado quien tenga la propiedad y control de los recursos naturales considerados estratégicos; además le corresponde administrar toda la cadena de exploración, producción e industrialización a través de empresas estatales. Igualmente determina que la distribución de los beneficios de la explotación de recursos naturales debe seguir un criterio de equidad social, y por ello dispone que estos recursos sean asignados con prioridad a los territorios productores, a las naciones y pueblos indígenas originarios y a las comunidades campesinas.

Dado el cambio en la coyuntura de los precios internacionales del petróleo, el Estado logró capturar de manera eficiente la recaudación petrolera hasta concentrar mayor porcentaje de los ingresos brutos por explotación de hidrocarburos.

El periodo de la privatización que se tomó en cuenta en esta investigación fue del año 2000 hasta mayo de 2005, la incidencia del sector de hidrocarburos en esos años no fue favorable debido que el contexto externo sufría una baja en los precios de los hidrocarburos y por tal hecho la recaudación no fue significativa para el estado así mismo la política tributaria para ese sector no benefició en las recaudaciones de impuestos y regalías.

La reestructuración liberal de 1996, se dio como resultado un flujo importante de inversiones que aumento la capacidad productiva y las reservas, consolidando al sector energético como el más dinámico de la economía nacional. Sin embargo, la aplicación de este modelo con bases liberales no dio similares niveles de éxito en la recaudación tributaria a la que se refiere.

En periodo de la nacionalización se observó una mayor dependencia de los precios internacionales y donde más evidente fue el año 2008 que llego 99,82 \$/BBL de petróleo y de gas 6,65 \$/MMBTU Brasil y 8,54 \$/MMBTU Argentina, llego al punto máximo en los precios y esta repercutió en el año siguiente en la recaudación de impuestos llegando así 12.622 Millones de Bolivianos, y el siguiente año hubo una recesión la recesión esta afecto en los precios de los hidrocarburos donde bajo a 61 \$/BBL y de gas 4,96 \$/MMBTU Brasil y 5,88 \$/ MMBTU Argentina, implicó en la recaudación de impuestos en el año siguiente a 11.361 millones de bolivianos.

Se evidencia que hay una dependencia de los precios internacionales asi mismo afecta en la recaudación de los impuestos a nivel central.

Las reformas iniciadas en el año 2005, se logran recaudaciones tributarias sin precedentes históricos, debido a la alza en los precios internacionales de los hidrocarburos juntamente con la ley de hidrocarburos 3058 crea el impuesto directo a los hidrocarburos (IDH) con la alícuota del 32 por ciento sobre el valor de la producción en boca de pozo. Además establece que YPFB tendrá una participación

adicional en los nuevos contratos de exploración y explotación que debía firmar con el sector privado, pero vale la pena mencionar que dicha ley no define los porcentajes de esta participación. Luego con el decreto llamado de nacionalización se reglamenta lo establecido en la ley 3058, ya definen los porcentajes de la participación de YPFB en cada uno de los anexos de los contratos de exploración y explotación

El comportamiento pasado, así como las tendencias del precio internacional del petróleo, reflejan su volatilidad y la dependencia de los ingresos fiscales provenientes del sector de hidrocarburos.

BIBLIOGRAFÍA

- 📖 La Nueva Economía Institucional. **Douglass, North**. Revista Libertas 12
- 📖 Fundación Milenio.
- 📖 **1996, Ley de Hidrocarburos No. 1689 Del 30 de Abril de.**
- 📖 **Aguirre, Manuel Agustin**. apuntes para el estudio de la historia del pensamiento economico los Clasicos y Marx.
- 📖 **boliviano., Empresa transnacional que defraudó al Estado.**
- 📖 **Bolivianos, Yacimientos Fiscales**. Los Hidrocarburos en Bolivia.
- 📖 **Delgado Wise, Raul**. Derrocamiento de la renta petrolera .
- 📖 **Douglass., North. 1990.** . Institutional Change and Economic Performance. Cambridge University Press. : s.n., 1990. .
- 📖 **FARINA, Joaquin**. El concepto de Renta: un análisis de su versión clásica y marxista. Universidad de Buenos Aires, sf, pp.1. : s.n.
- 📖 **Harley, D. 2004** . El nuevo imperialismo. s.l. : Ediciones Akal, 2004 .
- 📖 Leyes, Decretos en materia de hidrocarburos (Gaceta oficial de Bolivia, <http://gaceta.comunica.gov.bo>)
- 📖 Ministerio de Hidrocarburos y Energía
- 📖 Ministerio de Economía, Viceministerio de Política Tributaria
- 📖 **Manuscrito del acta de la Novena Sección del Directorio de YPFB, de 26 de febrero de 1937.**
- 📖 **Mokrani, Leila**. Reformas de la ultima decada en el sector de hidrocarburos en Bolivia : Esquemas de apropiacion y reproduccion de la renta.
- 📖 **RICARDO, David**. "Principios de Economía Política y Tributación". s.l. : Editorial Fondo de Cultura
- 📖 Similitudes y Diferencias en los Proyectos de la Ley de Hidrocarburos (CEDLA, 2004)

-  **SCHULDT, Jurgen. 2004.** Regalías mineras y rentas ricardianas, Actualidad Económica. Perú : s.n., 2004.
-  **TERRY LYNN, Karl. 1997.** The paradox of plenty, University of California Press. California : s.n., 1997.
-  **Unidad de Analisis de Politica Sociales y Economica, Estructura del Sector de Hidrocarburos.**
-  Unidad de analisis de Politica Sociales y Economica, Estructura del Sector de Hidrocarburos .
-  **Unidad de Análisis de Políticas Sociales y Económica, Estructura del Sector Hidrocarburos 1990 – 2000.**
-  **GUJARATI, Damodar N.** ECONOMTRIA , Quinta Edicion .
-  **WOOLDRIDGE, Jeffrey M. , INTRODUCCION A LA ECONOMETRIA Un enfoque moderno**
-  **Unidad de Análisis de Políticas Sociales y Económicas**

ANEXOS

Anexo1

Cuadro 1. Recaudación Tributaria y Aduanera en Efectivo y Valores, por tipo de impuesto, 1990-2014(p)

A fecha de Acreditación

(En millones de Bs)

Impuesto	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	TOTAL
IVA (Mercado Interno)	296,9	381,4	575	691,3	892,4	892,9	1.177,30	1.220,90	1.298,40	1.278,30	1.204,20	1.274,80	1.442,20	1.736,10	1.839,60	1.936,60	2.466,30	3.000,80	3.750,80	3.554,10	4.100,00	5.134,40	6.555,00	7.804,80	9.273,40	63.778,1
IVA (Importaciones)	178,3	275,3	480,4	586,2	700,1	852,2	1.028,40	1.338,40	1.612,80	1.410,70	1.445,20	1.536,20	1.697,80	1.720,60	2.140,60	2.637,10	2.979,20	3.733,60	4.642,60	4.150,70	5.192,80	6.974,60	7.690,30	8.709,00	9.389,50	73.102,6
IT	157,3	245,3	312,5	370,1	451,9	656,6	743,4	692,4	823,7	770,9	943,2	879	955	1.103,60	1.360,70	1.454,50	1.596,90	1.905,40	2.252,60	2.003,10	2.174,20	2.772,40	3.202,20	3.587,00	4.080,80	35.494,7
IUE	0	0	0	0	0	35	465	429,9	506,7	621,1	545,8	551,1	595,3	646	945,5	1.481,40	1.959,40	2.250,60	3.657,30	3.761,30	3.874,00	4.723,70	6.256,30	6.824,20	8.025,50	48.155,1
IUERE	0	0	0	0	0	0	0	207,5	256,1	236,2	258	245,6	264,7	318,3	345,6	315,1	560,8	518,9	570,6	622,8	742,2	731,9	717,8	806,2	954,4	8.692,7
ICE (Mercado Interno)	61	110,9	128,5	153,5	123,5	190,3	199,9	171,4	145,9	158,1	244,5	224,1	237,9	198,7	279,5	209,4	448,9	597,9	716,7	739	932,9	1.203,50	1.156,60	1.467,60	1.365,40	11.459,6
ICE (Importaciones)	22,1	30	44,8	50,3	76,3	92,5	139,2	205,1	348,8	199,5	297,6	42,4	52,4	77,3	115,9	207,8	317,7	485,5	594,3	366,7	378,7	641,5	580,1	719,1	1.051,10	7.096,7
RC-IVA	62,1	86,4	106,7	150,2	164,3	159,2	167,5	180,7	169,6	151,6	161,4	131,7	147	147,6	170,2	186,7	186,9	195	231,9	255,2	237,1	259,7	260,3	332,5	400,8	4.702,3
IEHD (Mercado Interno)	0	0	0	0	0	0	0	1,1	5,8	4,2	8,7	18,8	26,7	27,8	22,9	17,8	31,5	51,4	128,9	81,3	98,5	117,3	170,1	147,1	157,6	1.117,5
IEHD (Importaciones)	0	0	0	0	0	9,6	47,4	37,4	201,7	196,3	197,8	183,5	164,1	15,2	13,7	12,5	18,1	21,6	23,8	30,2	23,7	20,7	29,6	29,4	1.329,4	
IEHD (Refinerías)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.141,10	1.063,50	1.110,70	988	979,9	1.497,00	1.454,10	2.003,60	1.880,70	544,5	941,4	2.094,90	953	1.504,10	1.810,50	19.967,0
TGB	0,8	1,1	0,9	1,4	1,2	1,3	1,5	2,5	3	3,5	3	3,2	4	4,5	5,8	6,9	8,8	10,9	13,8	18,4	20,2	21,8	22,8	28	32,3	221,6
IUM	0	0	0	0	0,6	0,1	1,4	0,2	0,1	0,2	0	0,2	0,7	2,9	14	75,3	25,5	152,9	79,7	61,3	472,9	615,7	322	283	82	2.190,9
ISAE	1,9	11,2	17,8	21,2	18,8	10,8	10,1	11,2	11,6	11,5	15	14,4	16,3	19,9	27,9	31,6	40,4	32,5	31,4	37,7	47,2	52,1	50,7	71,3	89,8	704,3
ITF 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	313,7	632,6	446,1	323,6	340,3	338,6	347,1	379,5	378,1	384,1	400,6	4.284,3
IUME 7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	305,8	311,4
IUPI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,00	0	0	0	0	13,1	9,4	19,6	30	76,1
Conceptos Varios 3																										
programa transitorio	133,6	180,6	213,1	266,7	285,8	162	48,2	8,3	2,2	5,7	9,2	10,5	27,4	26,5	35,7	116,9	167,1	226,6	448,9	493,9	419,9	553,9	857,5	1.239,90	1.713,50	7.653,6
otros ingresos en efectivo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	103,7	27,1	147,1	792	31,7	26,9	28,9	25,2	5,9	0,6	0,1	1,1	0	0	1.190,3
Regimen simplificado	19,9	17,1	12,2	13,5	16,9	29,9	45,8	33,6	28,3	30,7	27,8	23,2	25,2	21,7	27	29,3	33,5	23,2	14,1	10	1,6	1,7	1,6	1,5	2	491,3
Sistema tributario integrado	1	0,5	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	4,1
Regimen agropecuario Unificado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,7	2,8	1,1	6,3	4	5,1	11,2	7,2	9,1	12,3	14	17,4	22,3	22,7	22,6	158,8	
Subt. Impuestos en Efectivo	938,2	1.341,80	1.894,40	2.307,20	2.735,20	3.096,30	4.074,10	4.546,20	5.419,90	5.063,70	6.509,40	6.314,70	6.801,90	7.252,90	9.443,70	10.891,30	12.780,70	15.574,50	19.421,40	17.092,10	20.037,50	26.345,40	29.242,30	34.304,40	39.243,10	292.672,3
IDH 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.328,10	5.497,20	5.954,40	6.643,50	6.465,20	6.744,30	8.996,10	12.111,20	15.542,60	15.601,90	85.884,5
GA 5	162,7	206,7	276,8	305,1	363,8	417,2	452,5	565,7	676,5	574,9	615,7	554,7	587,4	550,6	651	777,2	878	1.079,50	1.313,60	1.143,80	1.504,10	2.073,90	2.277,70	2.663,10	2.878,90	23.551,1
Recaudacion en efectivo	1.100,90	1.548,40	2.171,20	2.612,30	3.099,00	3.513,50	4.526,50	5.111,90	6.096,40	5.638,60	7.125,10	6.869,30	7.389,20	7.803,50	10.094,70	13.996,60	19.155,90	22.608,40	27.378,50	24.701,00	28.285,90	37.415,30	43.631,10	52.510,00	57.723,90	402.107,1
Valores IVA (Mercado Interno)	56,3	49,5	69,3	97,7	136,5	235,6	97,2	171,5	197,8	243,1	222,7	360,3	387,1	386,7	459	584	651,4	653,5	479,7	847,7	581,3	493,9	623,3	783,1	760,1	9.628,3
Valores IVA (Importaciones)	19,6	10,7	16,4	23,7	80,6	73,5	54	91	108,6	152,3	76,4	78,7	55,1	50,6	73,3	156,2	194,1	99,3	436,4	305,5	385,3	1.489,10	1.437,30	1.735,90	1.157,50	8.365,1
Valores IT	15,3	11,9	8,7	22	46,2	70,1	36,9	32,2	53,5	83,6	63,7	81,7	123,6	128,3	210,6	249,5	214,8	175,8	319,7	189,6	107,5	94,2	56,2	116	53,1	2.564,7
Valores IUE	0	0	0	0	0	23,5	48,3	83,9	175,1	174,7	191,5	193,4	153,8	125,7	178,6	286,1	352,7	289,3	340,7	1.785,80	767,7	1.451,40	1.772,80	3.137,40	3.150,10	14.682,5
Valores ICE (Mercado Interno)	34,4	19,6	27	29,3	73,7	87,1	68	101,8	161,1	127,5	117,6	75,8	115,3	177,8	153,1	298,1	158,6	111,2	121,8	193,6	151,2	115,1	290	46,5	325,4	3.180,6
Valores ICE (Importaciones)	0,1	0,1	0,1	0,3	0,3	0,2	1,5	4,7	1,1	1,2	0,2	1,3	4,8	3,1	9,5	10,7	5,7	7,4	8	6,1	3,8	0,2	0	0	2,6	73,0
Valores RC-IVA	5,5	5,2	3,2	6	28,7	10,1	3,4	1,2	15,7	42,2	52,5	51,8	32,5	24,2	23,4	27,5	29,9	22,5	26,8	33,5	25,8	17,5	18,7	31,3	38,3	577,4
Valores IEHD	0	0	0	0	0	0	3,8	31,3	51,2	67,7	39,7	34,1	10,2	18,4	128,8	349,7	490,3	271,3	490,1	1.577,90	1.121,30	196,3	1.304,20	1.097,70	920,8	8.204,8
Valores IUM	0	0	0	0	0	6,4	0	2,3	0	0	0	0	0	0	0	11,2	8,7	3,7	33,1	11,6	174,4	126,5	331,2	228,8	71,8	1.009,7
Valores GA 5	41,3	22,6	36,7	20,5	32,6	33,1	24,4	49,2	54,7	63,7	24,2	17,9	15,3	15,6	21	25,7	42,7	34,2	94,6	26,5	40,6	144,2	207,4	186,4	223,1	1.498,2
Valores por conceptos Varios	3,4	1,9	16	31,7	16,9	184,3	2,4	0	0,9	0,6	0	0	0,2	184,0	0	4,5	16,2	31,3	28,5	477,5	2,6	5,1	2,1	9,4	25,3	879,2
Recaudacion en valores	178,8	121,4	177,4	231,2	415,6	723,9	340	569,1	819,7	956,6	788,7	895,1	897,9	948,7	1.257,40	2.003,20	2.165,20	1.899,50	2.379,30	5.459,40	3.361,60	4.133,20	6.043,10	7.372,50	6.728,00	50.684,5
Recaudacion tributaria y aduanera	1.276,70	1.669,90	2.348,50	2.843,60	3.514,70	4.237,40	4.866,60	5.680,90	6.916,00	6.595,20	7.913,80	7.764,40	8.287,20	8.752,20	11.352,10	15.999,70	21.321,20	24.307,90	29.757,80	30.160,40	31.647,50	41.548,50	49.674,20	59.882,50	64.451,90	

Anexo 2

Cuadro 2. Recaudación Tributaria y Aduanera Total, por tipo de impuesto, 1990-2014(p)																									
A fecha de Acreditación																									
(En millones de Bs)																									
Impuesto	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
IVA (Mercado Interno)	353,3	430,9	644,3	789	1.029,00	1.128,50	1.274,50	1.392,40	1.496,10	1.521,60	1.427,00	1.635,10	1.829,40	2.122,80	2.298,70	2.520,60	3.117,70	3.654,30	4.230,50	4.401,80	4.681,30	5.628,20	7.178,30	8.587,90	10.033,40
IVA (Importaciones)	197,9	286,1	496,9	608,9	780,7	925,7	1.082,30	1.429,30	1.721,50	1.562,90	1.521,60	1.614,90	1.752,90	1.771,10	2.213,90	2.793,20	3.173,30	3.832,80	5.078,90	4.460,20	5.578,10	8.463,60	9.127,60	10.444,90	10.547,00
IT	172,7	257,1	321,2	392,2	498,1	726,7	780,3	724,6	877,3	854,6	1.006,90	960,7	1.078,60	1.232,00	1.571,30	1.704,10	1.811,80	2.081,20	2.572,30	2.192,70	2.281,70	2.866,60	3.258,40	3.703,00	4.133,80
IUE	0	0	0	0	0	58,5	513,4	513,9	681,9	795,9	737,3	744,5	749,1	771,7	1.124,10	1.767,50	2.312,10	2.539,90	3.998,00	5.547,20	4.641,70	6.113,00	7.929,10	9.826,50	11.175,60
IUER	0	0	0	0	0	0	0	207,5	256,1	256,2	258	245,6	264,7	318,3	345,6	315,1	560,8	518,9	570,6	622,8	742,2	793,9	817,8	941,3	954,4
ICE (Mercado Interno)	95,4	130,5	155,4	182,8	197,2	277,4	261,9	273,2	307	285,6	362,1	299,9	353,2	376,5	482,7	507,5	607,5	709,1	838,5	932,5	1.084,10	1.318,60	1.446,60	1.514,10	1.690,80
ICE (Importaciones)	22,2	30,1	44,9	50,6	76,6	92,7	140,7	209,7	349,9	160,6	297,8	43,7	57,3	80,4	125,4	218,6	323,5	492,9	602,3	372,8	382,4	641,7	580,1	719,1	1.053,70
RC-IVA	67,5	91,5	109,9	156,2	193,1	169,2	170,9	181,9	185,3	193,8	214	183,5	179,5	171,8	193,6	214,2	216,8	217,5	258,7	288,7	262,8	277,2	278,9	363,9	439,1
IEDI (Mercado interno)	0	0	0	0	0	0	3,8	32,4	57	72	48,5	52,9	36,8	46,1	151,7	367,5	521,7	322,6	619	1.659,10	1.219,90	313,6	1.474,20	1.244,80	1.078,40
IEDI (Importaciones)	0	0	0	0	0	9,6	47,4	37,4	201,7	196,3	197,8	183,5	164,1	53,1	15,2	13,7	12,5	18,1	21,6	23,8	30,2	23,7	20,7	29,7	29,4
IEDI (Refinerías)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.141,10	1.063,50	1.110,70	988	979,9	1.497,00	1.454,10	2.003,60	1.880,70	544,5	941,4	2.094,90	953	1.504,10	1.810,50
TGB	0,8	1,1	0,9	1,4	1,2	1,3	1,5	2,5	3	3,5	3	3,2	4	4,5	5,8	6,9	8,8	10,9	13,8	18,4	20,2	21,8	22,8	28	32,3
IUM	0	0	0	0	0,6	6,4	1,4	2,5	0,1	0,2	0	0,2	0,7	2,9	14	86,5	34,2	156,6	112,8	72,8	647,3	742,2	653,2	512,1	153,8
ISAE	1,9	11,2	17,8	21,2	18,8	10,8	10,1	11,2	11,6	11,5	15	14,4	16,3	19,9	27,9	31,6	40,4	32,5	31,4	37,7	47,2	52,1	50,7	71,3	89,8
ITF 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	313,7	632,6	446,1	323,6	340,3	338,6	347,1	379,5	378,1	384,1	400,6
IVME 7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	305,8	311,4
IJ/PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13,1	9,4	19,6	30
Conceptos Varios 3	137	182,5	229	296,4	301,6	346,1	50,6	8,3	3,1	6,3	9,2	10,5	27,6	45	35,7	121,4	183,3	257,9	477,4	971,4	422,6	559	859,6	1.249,30	1.738,80
programatransitorio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	103,7	27,1	147,1	792	31,7	26,9	28,9	25,2	5,9	0,6	0,1	1,1	0	0
otros ingresos en efectivo	19,9	17,1	12,2	15,5	18,1	30	45,8	33,6	28,3	30,7	27,8	23,2	25,2	21,7	27	29,3	33,5	23,2	14,1	10	1,6	1,7	1,6	1,5	2
Regimen simplificado	3,3	1,9	2,4	2,7	3,3	4,1	4,9	5,5	5	4,8	5,9	6,1	6,2	6,7	7,6	4,4	6,8	7,9	10,9	11,5	12,1	12,5	14,1	16,9	20,2
Sistema tributario integrado	1	0,5	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Regimen agropecuario Unificado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,7	2,8	1,1	6,3	4	5,1	11,2	7,2	9,1	12,3	14	17,4	22,3	22,7	22,6
Subt. Impuestos	1.072,80	1.440,60	2.035,10	2.518,00	3.118,20	3.787,10	4.389,60	5.066,10	6.184,90	5.956,60	7.273,90	7.191,80	7.684,50	8.186,00	10.680,10	12.868,80	14.903,20	17.239,80	21.706,10	22.524,90	23.358,50	30.334,40	35.078,00	41.490,50	45.748,00
IDH	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.328,10	5.497,20	5.954,40	6.643,50	6.465,20	6.744,30	8.996,10	12.111,20	15.542,60	15.601,90
GA	204	229,2	313,4	325,6	396,4	450,3	476,9	614,8	731,2	638,5	639,9	572,6	602,7	566,2	672	802,8	920,8	1.113,70	1.408,20	1.170,30	1.544,70	2.218,00	2.485,10	2.849,40	3.102,10
Recaudacion Tributaria	1.276,70	1.669,90	2.348,50	2.843,60	3.514,70	4.237,40	4.866,60	5.680,90	6.916,00	6.595,20	7.913,80	7.764,40	8.287,20	8.752,20	11.352,10	15.999,70	21.321,20	24.307,90	29.757,80	30.160,40	31.647,50	41.548,50	49.674,20	59.882,50	64.451,90

Anexo 3

Recaudacion Tributaria por actividad economica y tipo de impuesto

A fecha de acreditacion

(en millones de Bs)

Actividad Economica: Productos de refinacion del petróleo

Año	IVA	IT	IUE	RC-IVA	IEHD	IDH	OTROS	total
2000	1,9	79,7	0,4	0,1	1.149,9		0,0	1.231,9
2001	0,0	54,1	16,8	0,0	1.082,3		0,0	1.153,2
2002	3,4	56,9	23,0	0,5	1.137,4		0,3	1.221,6
2003	2,1	54,0	33,9	1,2	1.015,8		0,0	1.107,0
2004	0,8	79,0	26,4	1,2	1.002,8		0,3	1.110,5
2005	1,0	66,6	74,1	1,3	1.514,9		1,4	1.659,3
2006	7,7	40,9	141,4	2,6	1.485,6	0,0	1,2	1.679,4
2007	0,4	117,0	251,0	0,6	2.055,0	0,0	0,2	2.424,3
2008	2,4	115,4	196,7	1,3	2.009,6	0,0	0,2	2.325,6
2009	1,1	44,0	1.150,0	0,7	625,8	0,0	1,3	1.822,9
2010	1,3	5,3	772,4	0,3	1.039,9	0,0	0,3	1.819,4
2011	0,9	7,8	115,9	0,8	2.212,2	0,0	0,1	2.337,7
2012	1,1	9,1	139,3	0,8	1.123,1	0,0	0,1	1.273,4
2013	1,9	22,4	35,5	1,0	1.651,2	0,0	0,2	1.712,2
2014	2,6	7,5	168,8	1,4	1.968,1	0,0	0,1	2.148,6
	28,6	759,7	3.145,6	13,8	21.073,6	0,0	5,7	25.027,0

Anexo 4

Recaudacion Tributaria por actividad economica y tipo de impuesto

A fecha de Acreditacion

(en millones de Bs)

Actividad Economica : Petroleo crudo y gas natural

Año	IVA	IT	IUE	RC-IVA	IDH	OTROS	Total
2000	77,5	92,8	76,9	6,0		0,0	253,3
2001	63,4	5,7	104,0	6,2		0,0	179,2
2002	35,9	14,5	47,2	7,4		0,6	105,7
2003	34,8	22,3	84,2	11,9		0,3	153,4
2004	33,5	68,7	217,2	8,8		1,4	329,5
2005	24,5	60,4	469,0	8,6	2.328,1	0,8	2.891,4
2006	117,7	38,9	601,8	7,1	5.497,2	12,7	6.275,4
2007	243,9	60,7	331,6	9,5	5.954,4	0,7	6.600,8
2008	458,3	146,9	1.073,0	11,8	6.643,5	130,5	8.463,9
2009	70,6	20,7	220,8	11,5	6.465,2	4,8	6.793,6
2010	113,6	26,5	128,4	15,7	6.744,3	9,4	7.057,9
2011	288,4	67,7	964,4	20,2	8.996,1	0,8	10.336,9
2012	368,2	77,6	1.159,0	20,2	12.111,2	1,1	13.737,2
2013	731,9	14,5	1.506,2	17,1	15.542,6	16,8	17.829,1
2014	1.096,4	19,9	2.239,3	21,4	15.601,9	37,5	19.016,4
Recaudación Total	3.758,6	737,8	9.223,0	183,4	85.884,5	217,4	100.023,7

Anexo 5

RENTA PETROLERA ANUAL*
Período: 1997 - 2014
 (Expresado en Millones de Dólares Americanos)

Detalle	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
IDH	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	288	682	754	926	928	968	1.307	1.765	2.266	2.274
Regalías y P. Participación	4	96	89	170	175	162	212	280	305	385	439	496	523	550	687	1.045	1.260	1.297
Patentes	3	7	8	9,2	8	8	7	6	5	5	4	6	8	9	10	10	12	15
Impuestos u	11	33	31	29	40	18	24	47	76	119	139	329	419	265	384	567	791	910
Total Re:	17	136	127	208	223	188	243	333	674	1.473	1.532	2.139	2.146	2.235	2.970	4.292	5.460	5.489

Anexo 6

PRODUCCION DE LOS HIDROCARBUROS															
	Año	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
MMPC	Producción Bruta de Gas Natural	48.156	167.722	361.007	448.103	518.711	518.733	538.106	542.962	473.775	537.765	581.006	660.608	751.235	790.558
MBbl	Producción de Hidrocarburos Líquidos	13.065	6.856	14.435	16.998	18.527	17.798	17.974	17.114	14.873	15.632	16.211	18.786	21.554	23.023

Anexo 7

pais_exportacion	ARGENTINA													
contrato_exportacion	(Varios elementos)													
d3_unidad_medida	Dólares por Millon de BTU													
\$/MMBtu	AÑOS													
MESES	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015		
Enero		2,08	3,3204	5	6,9833	7,8399	6,9883	7,6035	10,6232	10,5901	10,1606	8,3495		
Febrero		2,0411	3,3534	5	6,9833	7,8399	6,9883	7,6035	10,6232	10,5901	10,1606	8,3495		
Marzo		2,0611	3,3668	5	6,9833	7,8399	6,9883	7,6035	10,6232	10,5901	10,1606	8,3495		
Abril		2,239	3,5834	4,5602	7,7957	4,5841	7,3713	8,7715	11,0794	10,5097	10,1442	6,0776		
Mayo		2,2226	3,6342	4,5602	7,7957	4,5841	7,3713	8,7715	11,0794	10,5097	10,1442	6,0776		
Junio	1,5922	2,2137	3,6428	4,5602	7,7957	4,5841	7,3713	8,7715	11,0794	10,5097	10,1442	6,0776		
Julio	1,5922	2,6578	3,9186	5,0845	9,0269	4,917	7,4087	10,1968	11,1672	10,323	10,2044	5,4023		
Agosto	1,5922	2,6973	5	5,0845	9,0269	4,917	7,4087	10,1968	11,1672	10,323	10,2044			
Septiembre	1,5922	2,7155	5	5,0845	9,0269	4,917	7,4087	10,1968	11,1672	10,323	10,2044			
Octubre	1,5922	3,1859	5	6,0134	10,3534	6,159	7,3281	10,7323	10,781	10,1092	9,9075			
Noviembre	1,5922	3,1945	5	6,0134	10,3534	6,159	7,3281	10,7323	10,781	10,1092	9,9075			
Diciembre	1,5922	3,1671	5	6,0134	10,3534	6,159	7,3281	10,7323	10,781	10,1092	9,9075			
ANUAL	1,5922	2,53963333	4,15163333	5,164525	8,539825	5,875	7,2741	9,326025	10,9127	10,383	10,104175	6,9548		
variable_estadistica	(Todas)													
pais_exportacion	BRASIL													
contrato_exportacion	(Varios elementos)													
d3_unidad_medida	Dólares por Millon de BTU													
tipo_precio_exportacion	PONDERADO													
\$/MMBtu	AÑOS													
MESES	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Enero	1,5236	1,5236	1,92688115	2,07632508	3,37135499	3,75504211	5,55176067	5,66071492	5,59289971	6,34945821	8,60047326	9,09048064	8,7855	7,1498
Febrero	1,5236	1,5236	1,99574695	2,09211898	3,40444288	3,80084602	5,55318208	5,64773703	5,73515214	6,51569949	8,93080458	9,08192019	8,78549369	7,1518
Marzo	1,5236	1,5236	2,02084263	2,11214549	3,41782768	3,79517	5,55333437	5,63873726	5,71451065	6,48088905	9,00890801	9,08942449	8,78257891	7,1522
Abril	1,5236	1,5236	1,96767947	2,28996276	3,63444083	3,64625118	6,04089518	4,48156127	5,93252331	7,19524669	9,4192059	9,10653623	8,76213295	5,6893
Mayo	1,5236	1,5236	1,98416905	2,27359256	3,68515669	3,65979425	6,04342354	4,61901476	6,07002144	7,22040738	9,51062245	9,11684066	8,76265254	5,7272031
Junio	1,5236	1,5236	1,98753949	2,26468601	3,6938452	3,69014264	6,04525428	4,62608144	6,10513896	7,34344156	9,34833812	9,15346756	8,74606151	5,73542943
Julio	1,5236	1,9110086	2,07430536	2,70880572	3,96962951	4,11947921	7,07300432	4,62419024	6,20416046	8,30177963	9,13613576	8,86206222	8,77465888	5,26623768
Agosto	1,5236	1,89633605	2,08614483	2,74832295	3,99709623	4,70346496	7,07343085	4,57031737	6,23087751	8,30943051	9,08655159	8,85725564	8,7757633	
Septiembre	1,5236	1,90452305	2,07658127	2,76653987	4,01839366	4,15938507	7,05473563	4,5268891	6,23246559	8,29856627	9,37934997	8,86543077	8,60414241	
Octubre	1,5236	2,02308317	2,14348482	3,23691892	4,07294013	4,70867766	8,01735061	5,09548325	6,21447993	8,74342444	9,35253753	8,87814417	8,39873939	
Noviembre	1,5236	2,05201281	2,12979003	3,24546713	4,01367672	4,70706083	7,974222	5,05037585	6,22436816	8,73775065	9,36620402	8,87762502	8,3903	
Diciembre	1,5236	2,00608219	2,10946169	3,21807112	4,0153522	4,70346496	7,85415781	5,01550785	6,12753433	8,57317416	9,34553248	8,87814417	8,3984	
ANUAL	1,5236	1,74455382	2,04188556	2,58607972	3,77451306	4,12073157	6,65289594	4,96305086	6,03201102	7,672439	9,20705531	8,98811098	8,66386863	6,26742432
PRECIOS DE EXPORTACION DE GAS NATURAL														
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015		
PRECIOS DE EXPORTACION ARGENTINA	1,59	2,54	4,15	5,16	8,54	5,88	7,27	9,33	10,91	10,38	10,10	6,95		
PRECIOS DE EXPORTACION BRASIL	2,04	2,59	3,77	4,12	6,65	4,96	6,03	7,67	9,21	8,99	8,66	6,27		