

Apuntes sobre el estudio de la renta de hidrocarburos



Juan Carlos Guzmán Salinas

**APUNTES SOBRE
EL ESTUDIO
DE LA RENTA
DE HIDROCARBUROS**

APUNTES SOBRE EL ESTUDIO DE LA RENTA DE HIDROCARBUROS

Juan Carlos Guzmán Salinas
Plataforma Energética

Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario – CEDLA
/ Plataforma Energética / Juan Carlos Guzmán Salinas.

Apuntes sobre el estudio de la renta de hidrocarburos / Guzmán Salinas, Juan Carlos / CEDLA 2015.

Serie: Investigaciones de la Plataforma Energética N° 8

La Paz: CEDLA, diciembre de 2015, x; 76 p.

I. t.

II. s.

DESCRIPTORES TEMÁTICOS:

<ENEGÍA> <PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS> <RENTA DE HIDROCARBUROS>
<MERCADO DE HIDROCARBUROS> <RENTA DIFERENCIAL> <PRECIO DE PRODUCCIÓN>
<RÉGIMEN FISCAL> <REFORMA NEOLIBERAL> <PRECIOS INTERNACIONALES DEL
PETRÓLEO> <LEY 1689> < LEY 3058> <RENTA DEL GAS NATURAL> < LEY 3058> < LEY
3058> < LEY 3058> < LEY 3058>

DESCRIPTORES GEOGRÁFICOS:

<BOLIVIA> <LA PAZ > <TARIJA> <SANTA CRUZ> <TIERRAS BAJAS> <CHUQUISCA> <CHA-
CO BOLIVIANO>

2015, CEDLA

Primera edición, diciembre de 2015

Depósito Legal: 4-1-3740-16

ISBN: 978-99974-860-3-5

Director ejecutivo: Javier Gómez Aguilar

Producción general Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario

Producción editorial Unidad de Comunicación y Gestión de Información (CEDLA)

Edición: Mónica Navia

Diseño de tapa: Unidad de Comunicación y Gestión de Información (CEDLA)

Diseño y diagramación: Alfredo Revollo Jaén

Editorial CEDLA Achumani, Calle 11 N° 100
Entre García Lanza y Alexander
Telfs. 2794740 - 2799848 - 2791075
E-mail: info@plataformaenergetica.org
URL: www.plataformaenergetica.org
La Paz-Bolivia

Impresión: Imprenta Ofavim

Impreso en Bolivia
Printed in Bolivia

La presente publicación se realiza en el marco de la Plataforma Energética, impulsada por el CEDLA como un espacio plural para promover el debate público sobre temas fundamentales del sector energético y cuenta con el valioso apoyo de OXFAM y el Grupo sobre Política Fiscal y Desarrollo (GPFDD).

Las opiniones presentadas en el mismo son las de los autores y no son necesariamente compartidas por las instituciones y/o agencias que han apoyado este trabajo.

Ninguna parte de esta publicación, incluido el diseño de tapa, puede ser reproducida, almacenada o transmitida de manera alguna ni por ningún medio, sin permiso previo del editor.

ÍNDICE

Presentación	ix
Introducción: ¿Por qué estudiar la renta?	1
Apuntes teóricos necesarios	7
Producción en equilibrio con el mercado y generación de la renta.....	9
La renta diferencial.....	13
La renta generada por los monopolios y la especulación.....	15
Componentes del precio de producción.....	16
El régimen fiscal.....	18
<i>Evolución del régimen fiscal en Bolivia</i>	20
Costos de producción de hidrocarburos	27
Análisis de la renta del petróleo	35
La propuesta de la reforma neoliberal: precios internacionales y Ley 1689.....	37

<i>Precios de producción del petróleo</i>	37
<i>Rentas diferencial y de monopolio del petróleo</i>	38
<i>Participación privada en la renta con la Ley 1689</i>	42
La situación actual: Precios nacionales y Ley 3058.....	42
<i>Generación de rentas</i>	42
<i>Participación privada en la renta con la Ley 3058</i>	44
Análisis de la Renta de Gas Natural	53
La renta bajo las definiciones de la reforma neoliberal.....	55
<i>La evolución de los precios de mercado y de producción</i>	55
<i>Generación de rentas en la producción de gas natural</i>	58
<i>Rentas a precios de exportación bolivianos</i>	60
<i>Participación privada en la renta con la Ley 3058</i>	62
Conclusiones	67
Bibliografía	73

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 1	Intensidad de exportaciones primarias (kbep/\$US 2005).....	4
Cuadro 2	Bolivia: Costos recuperables aprobados por empresa (M\$US).....	30
Cuadro 3	Bolivia: Costos recuperables aprobados según cuenta (M\$US).....	31
Cuadro 4	Bolivia: Costos unitarios de producción de energía (\$US/bep).....	33
Cuadro 5	Bolivia: Precios de producción de petróleo (\$US/bbl).....	39
Cuadro 6	Bolivia: Precios de producción de petróleo (\$US/bbl).....	40
Cuadro 7	Bolivia: Rentas de la producción de petróleo (\$US/bbl).....	41
Cuadro 8	Bolivia: Participación privada con la Ley 1689 (\$US/bbl).....	43
Cuadro 9	Bolivia: Rentas de la producción de petróleo calculadas a precio nacional (\$US/bbl).....	45
Cuadro 10	Bolivia: Participación privada con la Ley 3058 y los precios nacionales (\$US/bbl).....	46
Cuadro 11	Efecto de la aplicación del DS 1202 (\$US/bbl).....	48
Cuadro 12	Evolución de los precios de mercado del gas natural (\$US/MBTU).....	56
Cuadro 13	Evolución de los precios de producción del gas natural (\$US/MBTU).....	57
Cuadro 14	Evolución de la renta de la producción de gas natural (\$US/MBTU).....	59
Cuadro 15	Evolución de la renta de la producción de gas natural a precio de exportación (\$US/MBTU).....	61

Cuadro 16	Evolución del ingreso y participación real de las empresas (\$US/MBTU y porcentajes).....	63
-----------	---	----

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1	Precio de producción de hidrocarburos (\$US/bbl).....	10
Gráfico 2	Renta de la producción (\$US/bbl).....	12
Gráfico 3	Renta diferencial (\$US/bbl).....	15
Gráfico 4	Renta de monopolio (\$US/bbl).....	17
Gráfico 5	Bolivia: Evolución de la producción de energía primaria en punto de fiscalización (Mbep).....	34
Gráfico 6	Bolivia: Evolución de la producción de hidrocarburos líquidos por campo (kbbbl).....	50
Gráfico 7	Bolivia: Evolución de la producción de hidrocarburos líquidos por empresa (kbbbl).....	51
Gráfico 8	Bolivia: Evolución de la producción de gas natural por campo (GBTU).....	65
Gráfico 9	Bolivia: Evolución de la producción de gas natural por empresa (Mp3).....	66

PRESENTACIÓN

Hidrocarburos, nacionalización, renta, son palabras tan íntimamente ligadas al desarrollo económico boliviano que parecen explicar, por sí mismas, su derrotero extractivista.

Esta historia, que en su versión moderna se resume en la trilogía gas natural-exportaciones-rentas, es producto, según el autor, del extravío histórico de la política económica boliviana, que confundió la política energética con una política de generación de rentas.

Y la ligazón entre la renta y el desarrollo económico es de tal grado que ha constituido el centro de la acción política en los últimos veinte años: a la reforma liberal que la utilizó para imponer un modelo de naturaleza privatista que subordinaba los intereses del país al capital transnacional y a un contrato de exportación, le siguió una rebelión popular en 2003 que logró como principal resultado una mayor participación del país en la distribución de la renta; para terminar en la propuesta nacionalista del MAS que, además de incrementar marginalmente dicha participación, cosechó los frutos de las reservas generadas, el contrato de exportación y un contexto de precios favorable.

Es por esta razón que el estudio de la renta de hidrocarburos constituye una materia obligatoria para entender la naturaleza

rentista de la política económica boliviana, sea esta capitalista liberal o capitalista de estado.

El documento que presentamos en esta oportunidad es producto de una investigación realizada por Juan Carlos Guzmán Salinas en el marco de las investigaciones de la Plataforma Energética, y tiene la finalidad de contribuir al debate de las organizaciones comunitarias, laborales y la opinión pública en general, sobre la naturaleza de la nacionalización, la propiedad jurídica y la propiedad económica de los hidrocarburos y el rol que juega el desarrollo tecnológico en su realización.

Javier Gómez Aguilar
Director Ejecutivo
CEDLA

**INTRODUCCIÓN:
¿POR QUÉ ESTUDIAR
LA RENTA?**

Ya son varios los años en los cuales las arcas del tesoro nacional se llenan a borbotones con los ingresos de las exportaciones de gas natural. Habiendo reducido de manera absurda la política energética nacional a la trilogía gas natural-exportaciones-rentas, los bolivianos no nos hemos detenido a pensar en las implicaciones políticas y económicas de la evolución del sistema energético que, más allá de la generación de ingresos, reafirma el derrotero primario exportador boliviano y subordina la política pública de energía a la obtención de rentas.

Desde las primeras exportaciones de gas natural a la Argentina en los años setenta, pasando por la reforma neoliberal de 1996 que fijó las bases de exportación hacia el Brasil, hasta el nuevo contrato con Argentina, la exportación de energía, en términos de “gas rico”, tuvo siempre el principal objetivo de obtener recursos para el tesoro nacional.

Los ingresos por la exportación de gas natural crecieron notoriamente, principalmente después de la promulgación de la Ley de Hidrocarburos 3058 en mayo de 2005, que logró una importante mejora de la participación boliviana en el excedente. Es así que la cantidad total de energía primaria exportada llegó, en 2012, a 87,4 Mbep (millones de barriles equivalentes de

petróleo) y, con ventaja, colocó al país como el primer exportador de gas natural de la región, situación que tiene impacto en las reservas nacionales que ya en 2010 mostraban una situación crítica. A pesar de ello, las exportaciones se incrementaron aún más hasta el 2012.

La intensidad de las exportaciones energéticas bolivianas, medida como la relación entre la cantidad de energía exportada y la generación de riqueza, en valores constantes de 2005, creció desde 1,62 bep/k\$US, en el año 2000, a 7,58 bep/k\$US en 2012 (Cuadro 1).

Cuadro 1
Intensidad de exportaciones primarias
(kbep/\$US 2005)

Año	2000	2012	TC*
Chile	-	-	
Uruguay	-	-	
Paraguay	-	0,001	5,0%
Argentina	0,778	0,084	-17,0%
Brasil	0,009	0,176	28,0%
Perú	0,077	0,347	13,4%
México	0,865	0,497	-4,5%
Región	0,977	0,742	-2,3%
Ecuador	2,647	2,401	-0,8%
Colombia	2,512	2,957	1,4%
Venezuela	7,185	4,111	-4,5%
Bolivia	1,621	7,580	13,7%

Fuente: OLADE, 2014; CEPAL, 2013.

Elaboración: CEDLA.

* TC = Tasa de crecimiento del periodo.

Este indicador, en términos simples, nos muestra que la exportación de gas natural tiene importante impacto en los ingresos fiscales pero su relación con la generación de riqueza es cada vez menor, pues las exportaciones de energía debieron casi quintuplicarse mientras que la economía boliviana, en términos constantes, produjo la misma cantidad de riqueza.

Este indicador sitúa al país, en 2012, en la posición más vulnerable de la región y dentro de un grupo de países en las que la exportación de energía constituye más de la mitad de la producción primaria. Los indicadores más bajos de la región provienen de países en los que la producción industrial y de servicios participa más fuertemente en la generación de riqueza.

La evolución del indicador muestra que el país ha profundizado su vocación primario exportadora e indica que la industrialización no acompañó a la exportación de gas natural a Brasil, principal resultado de la reforma neoliberal de 1996 en el sector.

El análisis previo, aplicado sólo al gas natural, muestra una tendencia aún más preocupante, pues el 78,1% de la producción primaria de gas natural está destinada a la exportación y sólo el 21,9% al mercado interno. En términos de atención a mercados, el indicador nos dice que los principales clientes de la matriz energética boliviana son Brasil y Argentina. Este deterioro constituye una distorsión preocupante desde la óptica de la política energética, pues ha convertido a los clientes de la exportación en los principales usuarios de la matriz energética boliviana. Dicho de otra manera, se ha confundido la política energética con una política de rentas.

La aplicación de los precios internacionales de la energía al indicador de intensidad de exportaciones expresa el resultado de la especialización boliviana. En relación a un producto de 1.000 dólares en valores constantes del año 2005, el año 2000 se exportó un valor de 47,5 dólares de energía primaria y el

2012 se habría exportado un valor de 757,8 dólares de energía primaria. Se aprecia así un deterioro que expresa de manera preocupante el resultado que implica persistir en el modelo primario exportador y rentista.

Los párrafos precedentes nos muestran que las cosas no marchan muy bien cuando se relacionan las exportaciones con la capacidad de la economía boliviana de generar riqueza. Si, como vimos en un anterior artículo, “Sustentabilidad de la matriz energética boliviana” (Guzmán, 2013), la productividad energética boliviana se fue a pique, cabe preguntarse acerca de los contenidos reales de la “nacionalización” y de la “participación” en las rentas. En este marco, el presente artículo busca hacer una aproximación al estudio de la renta de hidrocarburos basada en el estudio de la renta diferencial.

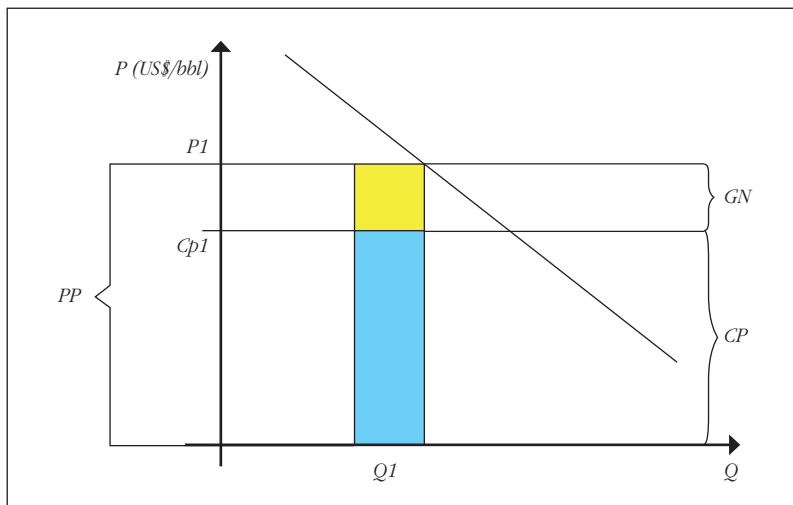
**APUNTES TEÓRICOS
NECESARIOS**

Producción en equilibrio con el mercado y generación de la renta

La teoría económica nos dice que la producción de mercancías en condiciones de competencia perfecta permite que las empresas productoras tengan ingresos que cubran sus costos de producción y una correcta remuneración a la inversión efectuada (Gómez, 2010). La producción bajo estas condiciones, en las que la suma del costo de producción y la remuneración del productor igualan al precio de mercado, se denominó “precio de producción”. Por su parte, la porción destinada a la remuneración del productor —relativa a los costos de producción— se conoció como la “tasa de ganancia sobre costos de producción” (Gráfico 1).

Si en el corto plazo este equilibrio es alterado por la elevación del precio de mercado, provocada por un incremento de la demanda o por una reducción de la oferta, las empresas productoras obtendrán ganancias extraordinarias. Estas ganancias extraordinarias constituyen una señal para los inversionistas, quienes encontrarán en ésta un incentivo para invertir en el mercado que se caracteriza por tenerlas.

Gráfico 1
Precio de producción de hidrocarburos
(\$US/bbl*)



Fuente: Propia.

Elaboración: CEDLA.

* bbl = barril.

Notas: P = Precio. PP = Precio de producción. CP = Costo de producción.

GN = Ganancia normal. Q = Cantidad.

El modelo de competencia perfecta nos dice que a medida que nuevas empresas ingresan al mercado la oferta total se expande y la ganancia extraordinaria disminuye hasta que se convierte en una ganancia normal. Esto significa que el precio de mercado igualará al precio de producción en condiciones de ganancia normal. La ganancia extraordinaria, establecida por la diferencia entre el precio de mercado y el precio de producción en condiciones de ganancia normal, recibió el nombre de Renta de la Producción.

La definición de David Ricardo establece que renta "...es aquella parte del producto de la tierra que se paga al terrateniente

por el uso de las energías originarias e indestructibles del suelo...” (Ricardo, 1959: 51). Sin embargo, según sus mismas definiciones, “...sólo una porción del dinero anualmente pagado por la hacienda mejorada...”, (1959: 51); al referirse a un medio de producción mejorado por las inversiones, “...se daría por las energías originarias e indestructibles del suelo”, pues la otra porción se daría por el uso del capital empleado para mejorar la calidad de la tierra y para erigir los edificios que se van necesitando con objeto de obtener y conservar el producto” (1959: 51). Esta aclaración, imprescindible en nuestro criterio, se debe a la necesidad de diferenciar la renta de la remuneración al capital empleado para mejorar las condiciones productivas de la tierra, es decir, la amortización de la inversión y las utilidades del inversionista.

Adicionalmente, la definición de Ricardo se extiende a la propiedad del recurso al recordarnos que “...cuando se hable de renta debe entenderse que se está hablando de la compensación que se paga al propietario de la tierra por el uso de las energías originarias e indestructibles... nadie pagaría renta por el uso de la tierra cuando todavía no es de propiedad privada...” (1959: 52). Hacemos notar que la definición sobre la “apropiación privada” del recurso, debe extenderse —haciendo referencia a Marx— a la propiedad jurídica y la propiedad económica del recurso.

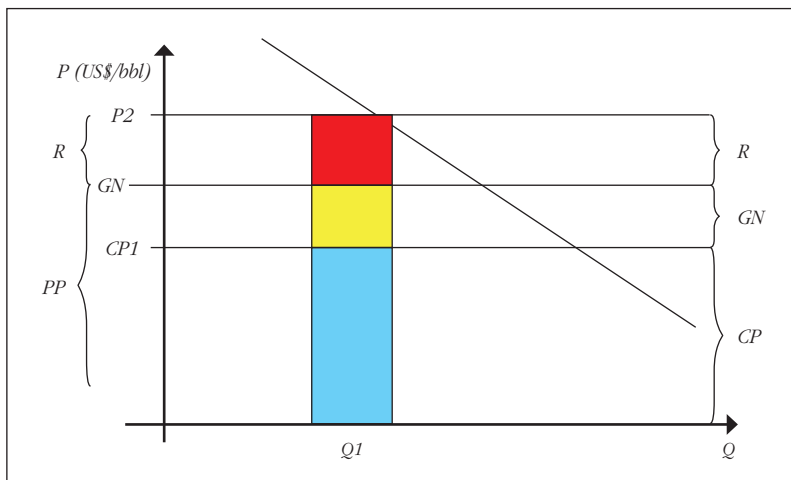
Según la definición de Marx, “dondequiera que las fuerzas naturales son monopolizables y aseguran al industrial que las emplea una ganancia excedente (...) nos encontramos con que la persona que por su título sobre una porción del planeta puede alegar derecho de propiedad sobre estos objetos naturales se apropia de esta ganancia excedente (...) en forma de renta” (Marx, 1974: 581).

Otra de las condiciones para la existencia de renta es la escasez del recurso. En efecto, según Ricardo “... si toda la tierra tuviera las mismas propiedades, si su cantidad fuera ilimitada y su

calidad uniforme, su uso no ocasionaría ningún cargo, a menos que brindara ventajas peculiares de situación. Por tanto, únicamente porque la tierra no es ilimitada en cantidad ni uniforme en calidad y porque con el incremento de la población, la tierra de calidad inferior o menos ventajosamente situada tiene que ponerse en cultivos, se paga renta por su uso” (Ricardo, 1959: 53).

La renta se define entonces como la “ganancia extraordinaria” por sobre el costo de producción y la ganancia normal que es apropiada por el dueño de un recurso natural (Mansilla, 2006), en un contexto en el que el precio de mercado, por desequilibrio entre oferta y demanda de bienes escasos, se encuentra por encima del precio de producción (Gráfico 2).

Gráfico 2
Renta de la producción
(\$US/bbl)



Fuente: Propia.

Elaboración: CEDLA.

* bbl = barril

Notas: R = Renta. P = Precio. PP = Precio de producción. GN = Ganancia normal.
 CP = Costo de producción. Q = Cantidad.

La renta diferencial

Ricardo introduce también las nociones básicas para la renta diferencial al sostener que “...con cada nueva etapa del progreso de la población que obliga a un país a recurrir a tierras de peor calidad para permitirle abastecerla con alimentos, la renta aumentará en la totalidad de las tierras más fértiles...” (Ricardo, 1959: 53); por consiguiente, “...si la buena tierra existiese en cantidad mucho más abundante de la que requiere la producción de alimentos para una población creciente, o si el capital pudiese utilizarse indefinidamente sin un ingreso decreciente en la tierra vieja, no podría haber aumento de renta, puesto que ésta proviene invariablemente del empleo de una cantidad adicional de trabajo con un ingreso proporcionalmente menor...” (Ricardo, 1959: 55).

Establecidas las nociones básicas de la renta diferencial, Ricardo alude a la formación de precios de los bienes al establecer que “...el valor de cambio de todos los bienes, ya sean manufacturados, extraídos de las minas u obtenidos de la tierra, está siempre regulado no por la menor cantidad de mano de obra que bastaría para producirlos en circunstancias ampliamente favorables y de las cuales disfrutaban exclusivamente quienes poseen facilidades peculiares de producción, sino por la mayor cantidad de trabajo necesariamente gastada en su producción por quienes no disponen de dichas facilidades, por el capital que sigue produciendo esos bienes en las condiciones más desfavorables...” (Ricardo, 1959: 55). Ahora bien, al referirse a “...las circunstancias más desfavorables que la cantidad del producto en cuestión hace necesarias para llevar a cabo la producción...” (Ricardo, 1959: 55), el autor establece las condiciones bajo las que las tierras “más fértiles” obtendrán rentas diferenciales respecto de las tierras “menos fértiles”.

El mecanismo es el siguiente: el precio de mercado en esta rama será igual al “precio de producción” que permita la explotación en la “tierra” menos productiva (pozo o mina, según corresponda), otorgando la rentabilidad media a los capitales allí invertidos. El resto de las “tierras” más fértiles necesita menos trabajo para obtener los mismos valores de uso. Sin embargo, como el precio de la mercancía será único, estas tierras obtendrán un excedente en forma de ganancia extraordinaria por sobre la ganancia media del capital invertido gracias a su fertilidad diferencial. La renta es “diferencial” ya que lo que la genera son las diferentes productividades de los recursos naturales y, por tanto, el “costo de producción” relevante no es el costo medio de la rama sino el de la explotación menos productiva (Mansilla, 2006).

En otras palabras, dada su condición de recursos naturales no reproducibles, monopolizables y apropiados privadamente, el precio de mercado de los bienes obtenidos responderá al producto con mayores costos de producción, a la producción menos eficiente, o al proceso menos competitivo y no, como se piensa comúnmente, que el precio responda a la producción más eficiente (Gráfico 3).

En nuestro estudio llamaremos renta petrolera diferencial a la diferencia entre el precio de producción del yacimiento menos productivo y el precio de producción del yacimiento bajo análisis, y buscaremos demostrar que bajo las condiciones monopólicas de un bien escaso, como el petróleo, el precio internacional cubrirá, incluso, el precio de producción del yacimiento menos eficiente.

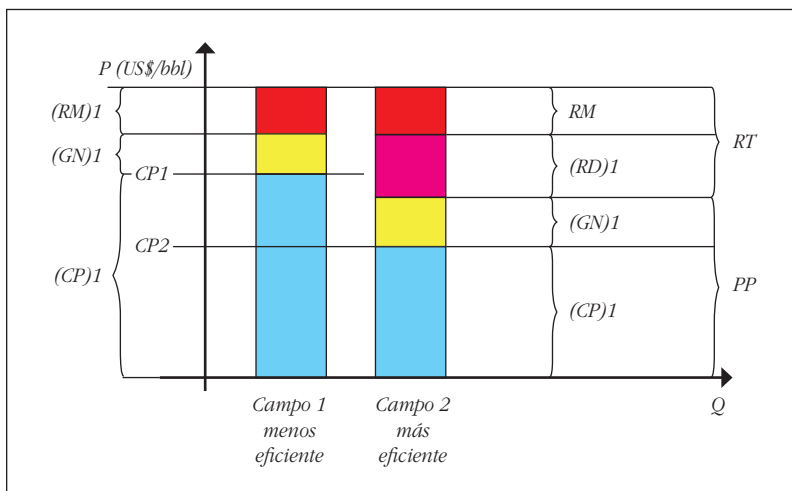
Estas condiciones del mercado de petróleo, agregadas a una cadena especulativa de flujo de capitales, arrojan como resultado un precio de la mercancía muy por encima, incluso, del yacimiento menos productivo o menos eficiente. “Esta ganancia excedente, nacida de un precio de monopolio, se convertirá en renta y será apropiada bajo esta forma por el propietario de la tierra (...) dotada de virtudes especiales” (Marx, s.f.: 719). En virtud de ello, la renta en el caso de los hidrocarburos no es sólo “diferencial” sino que incluye “renta de monopolio”, generada por la diferencia entre el precio internacional y el “precio de producción” del pozo marginal (Mansilla, 2006). La renta de monopolio, por tanto, se sustenta en un precio monopólico, que no está determinado por el precio de producción ni por el valor de las mercancías, sino por las necesidades y la capacidad de compra de los consumidores (Gráfico 4).

Componentes del precio de producción

Como podrá deducirse de los párrafos y gráficos precedentes, una condición ineludible para el cálculo de la renta es el conocimiento de los precios de producción y de sus componentes, es decir, los costos de producción y la ganancia normal. La literatura especializada del sector nos dice que los costos de producción petrolera están compuestos por los costos de búsqueda y desarrollo (*finding costs*) y los costos de explotación (*lifting costs*). Los costos de búsqueda y desarrollo (*finding costs*) son definidos como los gastos hechos en exploración y desarrollo de campos, excluyendo los gastos sobre las reservas probadas, divididos por las adiciones en las reservas, excluyendo las adquisiciones netas. Corresponden al “costo de adicionar reservas de petróleo y gas a través de actividades de exploración y desarrollo” (Energy Information Administration-EIA, 2006). Pueden ser definidos también como los gastos (para

hallar reservas adicionales) por pozo completado dividido por la tasa de extracción (adiciones de reservas probadas por pozo completado). Son expresados por el promedio de tres años seguidos, con el fin de suavizar la volatilidad de los descubrimientos y para disminuir las diferencias entre el tiempo en el cual los gastos son hechos y el tiempo cuando las reservas adicionales asociadas son registradas (Toledo, 2009).

Gráfico 4
Renta de monopolio
(\$US/bbl)



Fuente: Propia.

Elaboración: CEDLA.

* bbl = barril

Notas: P = Precio. RM = Renta de monopolio. CP = Costo de producción.

GN = Ganancia normal. RD = Renta diferencial. PP = Precio de producción.

RT = Renta total. Q = Cantidad.

Por su parte, los costos de explotación representan el costo operativo total actual, en efectivo, para sacar un barril equivalente de petróleo (bep) a la superficie (Virreira, citado

por Oficina para la Revisión de la Capitalización, 2003). Éstos miden los costos de extraer cada barril de petróleo o barril equivalente de gas de los depósitos de hidrocarburos. Se recurre a éstos para operar y mantener los pozos, equipos relacionados e instalaciones, incluyendo la depreciación, los costos de operación aplicables a las instalaciones y el equipo de apoyo, así como otros costos de mantenimiento y operación (Toledo, 2009).

Por otra parte, ¿cuál debiera ser la “ganancia normal” en la industria petrolera? Mientras que la literatura general del sector —intencionalmente— la fusiona con el excedente de la producción¹ (Kemp, 1987), las definiciones de Ricardo sobre la explotación de recursos naturales nos recuerdan que dicha ganancia no sería producto de las particularidades de la extracción petrolera, sino que respondería a la normal valorización del capital invertido y correspondería a una proporción sobre los costos totales de producción. Siguiendo las definiciones de Mansilla, en el presente artículo se calcula esta ganancia como el 20% de los costos totales de producción.

El régimen fiscal

Hay dos sistemas fiscales preponderantes en el mundo: el sistema basado en “concesiones”, comúnmente denominado regalías más impuestos (R/I) y el sistema “contractual” que incluye a los contratos de producción compartida (CPC) y a los contratos de servicios (CS). Sin embargo, es muy común la práctica de combinar elementos de ambos sistemas fiscales. La característica que los define es dónde y cuándo se transfiere la propiedad de los hidrocarburos (Santa Gadea, 2011).

1 Se entiende por excedente a la diferencia entre los ingresos totales (a precio internacional) y los costos totales de producción (Guzmán et al. 2010).

Según el sistema fiscal adoptado, se aplican diferentes tipos de impuestos a los hidrocarburos: *i)* Regalías, *ii)* Impuestos a las utilidades, *iii)* Mecanismos basados en la utilidad y *iv)* Participación accionaria del Estado. Revisemos rápidamente cada uno:

- *Regalías*: Se trata de un impuesto a la explotación de hidrocarburos que se aplica sobre el ingreso bruto y es ampliamente usado en varias naciones productoras en el mundo.
- *Impuestos a las utilidades*: Gravan las utilidades netas de las empresas. Se calculan como un porcentaje variable de las utilidades netas y parecen tener el efecto deseado de no limitar el desarrollo de campos rentables con un valor del excedente económico esperado antes de impuestos.
- *Mecanismos basados en la utilidad*: Los gobiernos han creado un abanico de mecanismos basados en la utilidad que buscan incrementar su participación en el excedente económico mientras que inducen a las empresas a maximizar sus esfuerzos en exploración y explotación. Estos mecanismos son utilizados para traducir las políticas gubernamentales en señales económicas que influyan en la toma de decisiones sobre la inversión. Todos estos mecanismos operan sobre el ingreso neto antes de impuestos. Los más frecuentes son: *i)* Escalas móviles basadas en niveles de producción, *ii)* El Factor “R”, *iii)* Sistemas basados en la Tasa Interna de Retorno (TIR) (Santa Gadea, 2011).
- *La Participación accionaria del Gobierno*: Muchos sistemas fiscales buscan que las empresas petroleras del Estado participen en los proyectos (exploración, desarrollo y explotación). En estos sistemas, el contratista

asume los costos y riesgos exploratorios mientras que el gobierno ejerce su opción y participa con un porcentaje en la sociedad si existe un descubrimiento comercial. En otras palabras el gobierno es llevado a través del proceso exploratorio. Esta práctica es común y las empresas la asumen siempre que se hable de un porcentaje de participación gubernamental en la sociedad. Esta cláusula contractual es conocida como cláusula de comercialidad. El agente gubernamental, usualmente la Empresa Nacional Petrolera, debe decidir si ejerce su derecho de entrar en la sociedad después de terminada la delimitación y evaluación del campo, conocido como el punto de declaración de comercialidad. Técnicamente el gobierno es “llevado” por medio de su Empresa Nacional Petrolera a la “comercialidad” que es la etapa posterior a la exploración y normalmente comienza cuando se tiene un pozo explorado y dos o más pozos de producción exitosos (Santa Gadea, 2011).

Evolución del régimen fiscal en Bolivia

La Ley 10170 de 1972 vigente hasta 1990 eliminó el sistema de regalías e impuestos y asignó a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) la responsabilidad de explorar y explotar hidrocarburos bajo el sistema de contratos de producción compartida (Santa Gadea, 2011).

Bajo este esquema contractual YPFB entregaba una parte de la producción de hidrocarburos a las empresas en cantidad suficiente para cubrir los costos totales y las utilidades de la producción².

2 El 28 de marzo de 1972 se dictó el Decreto Ley General de Hidrocarburos 10170, que define el marco de los nuevos contratos de operación, donde el Estado mantenía la propiedad sobre todos los yacimientos y el operador dividía la producción de petróleo y gas en porcentajes iguales (50/50).

Posteriormente, la Ley 1194 de 1990 reafirmó el control de YPFB sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos y mantuvo el régimen de contratos de operación, con la adición optativa de migrar hacia contratos de asociación con YPFB. La participación del Estado en la distribución de la producción (50%) estaba destinada al departamento productor (11%), 1% para los departamentos de Beni y Pando, 19% para el Tesoro General de la Nación (TGN) y 19% para YPFB en calidad de participación.

Las definiciones políticas de la reforma neoliberal de 1996 devinieron en las leyes de Capitalización, de Hidrocarburos 1689 y las modificaciones en la legislación tributaria, en particular la Ley 843. Bajo estas definiciones se fragmentó a YPFB en cuatro empresas: tres de capital mixto (50/50) con gestión y administración de los socios privados y una de capital público, que conservó el nombre de YPFB residual. Dos de las empresas mixtas, Andina y Chaco, asumieron las actividades de exploración y producción en igualdad de condiciones con las empresas petroleras. Adicionalmente, el nuevo marco jurídico prohibió explícitamente que YPFB realizara directamente actividades de exploración y producción de petróleo y obligaba a la empresa estatal, si deseaba llevarlas a cabo, a celebrar, necesariamente, “contratos de riesgo compartido” con empresas mixtas y privadas. YPFB residual asumió el rol de fiscalizar las actividades de exploración y producción, promocionar inversiones, suscribir los contratos de riesgo compartido y certificar las reservas (Santa Gadea, 2011).

La Ley 1689 definía los siguientes tipos de regalías y participaciones:

- Una regalía de distribución departamental del 11% a favor de los departamentos productores de hidrocarburos.
- Una regalía de compensación del 1% en favor de los departamentos de Beni (2/3) y Pando (1/3).

- Una participación a favor del TGN de 6%.
- Una regalía nacional complementaria de 13% a favor del TGN, aplicable a los hidrocarburos existentes.

Además de las regalías y participaciones, las firmas de exploración y producción estaban sujetas a cinco tributos:

- Impuesto al valor agregado (IVA) del 13%.
- Impuesto a las transacciones (IT) del 3%
- Impuesto a las utilidades de las empresas (IUE) del 25%.
- Impuesto a las utilidades extraordinarias (Surtax) del 25%.
- Impuesto a la remisión de las utilidades al exterior de 12,5%.

Bajo el esquema de contratos de riesgo compartido de la reforma neoliberal se firmaron 76 contratos de exploración y producción de hidrocarburos.

La Ley de Hidrocarburos 3058 de 17 de mayo de 2005, promulgada como resultado principal de las movilizaciones populares de 2003, introdujo cambios sustanciales respecto de la Ley 1689 de 1996 al devolver al Estado la propiedad de los hidrocarburos cuyo ejercicio se realiza a través de YPF³. La nueva ley estableció, para las empresas que hubieran suscrito contratos de riesgo compartido, la obligación de adecuar sus contratos a las disposiciones de la nueva ley (Art. 5). Para ello, se otorgó un plazo de 180 días (que fenecía en noviembre del 2005). Sin embargo, esto no se cumplió⁴.

3 Artículos 5 y 16.

4 Las modalidades de contratos establecidas en la Ley 3058 son: producción compartida, operación y asociación (Título V). Sin embargo, el Art. 140 menciona otro tipo de contrato (de Compensación de Servicios) que no estuvo descrito ni reglamentado y que rompió con la filosofía de la Ley en su conjunto (Crespo Fernández, 2007).

El régimen fiscal establecido en la nueva ley disponía en favor del Estado una retención del 50% del valor de la producción compuesto por las regalías y participaciones (18%) así como por el impuesto directo a los hidrocarburos (32%).

Se definió la refundación de YPF, se repuso su participación en toda la cadena productiva del sector y se le otorgó prioridad para la realización de todas las actividades. Esto significó relegar las prelación de las que gozaban las empresas bajo el marco jurídico de 1996, entre ellas, la libertad de comercializar el producto de la explotación.

El 1 de mayo de 2006, el Presidente Evo Morales Ayma promulgó el Decreto 28701, mediante el cual ratificó, con diferentes términos, lo establecido por la Ley de Hidrocarburos 3058 de 2005 sobre la propiedad y el control de los recursos hidrocarburíferos del país por parte del Estado. Bajo esta disposición, las empresas petroleras debían entregar toda la producción a YPF.

Por otra parte, el Decreto instruyó transferir a YPF las acciones que los ciudadanos bolivianos tenían en las empresas capitalizadas Andina, Chaco y Transredes, hasta entonces a cargo de los fondos de pensiones. En éste se ratificaba también la obligación que tenían las empresas de adecuar sus contratos a lo establecido en la Ley 3058 de 2005.

Adicionalmente, el DS 28701 estableció un régimen fiscal que estuvo vigente hasta el momento en que las empresas suscribieron los nuevos contratos con el Estado:

- Ratificó en 18% las regalías y participaciones y en 32% el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), ya establecidos en la Ley 3058 de 2005.
- Estableció una participación de 32% en favor de YPF, para el caso de campos cuya producción promedio de

gas natural en el año 2005 hubiese sido superior a 100 millones de pies cúbicos diarios⁵.

- El 18% restante constituía la retribución total de la empresa, que debía cubrir sus costos operativos, amortización de inversiones y utilidades.

Como se afirmó líneas arriba, este régimen tuvo vigencia hasta la firma de los nuevos contratos de operación, los mismos que aplicaron el régimen fiscal vigente en la Ley 3058. A éstos se adicionó una participación progresiva de YPFB en función de un denominado Factor R. Se trata de un mecanismo que permite al contratista —en inicio y/o en un escenario de precios bajos— tener una mayor participación conforme el campo incrementa y alcanza su pico de producción, para posteriormente incrementar la participación del Estado en el excedente conforme el contratista logra recuperar o exceder sus inversiones (Santa Gadea, 2011).

Para lograr una descripción completa del régimen fiscal de hidrocarburos vigente es necesario analizar —e incluir— el DS 1202, promulgado en abril de 2012, que reglamenta la Ley 233 y afecta el sentido que la Ley de Hidrocarburos vigente (Ley 3058) dio a la temática de los incentivos a la producción de petróleo en campos marginales y pequeños.

Bajo el DS 1202, se dio un incentivo de 30 \$US/bbl a toda la producción de petróleo, tanto de campos petrolíferos como de campos gasíferos donde “existan descubrimientos de reservorios petrolíferos”. Con esto, se perdió todo sentido de eficiencia y eficacia, se redujo la participación boliviana en el excedente y se eludió lo que estaba definido en los contratos de operación.

En efecto, la Ley 3058 establece que toda modificación a los contratos petroleros debe ser autorizada por el Congreso.

5 Se hace notar que en el caso de los campos cuya producción fuese menor a la anterior, no se aplicaba la participación adicional para YPFB.

Además, cláusulas específicas de los contratos de operación (Art. 13.6) mencionan que “la Retribución al Titular constituirá el único pago a ser efectuado por YPFB”. En este marco, el DS 1202 reglamenta un régimen de incentivos por fuera del régimen contractual petrolero, eludiendo la misma Ley 3058, utilizando un artificio fiscal (las notas de crédito fiscal). De esta manera, formalmente, no es YPFB la entidad que hace la cancelación, sino el Ministerio de Economía con la venia del Ministerio de Hidrocarburos.

El hecho más relevante es que, en términos reales, el valor final del barril de petróleo puesto en refinería experimenta un incremento de 30 \$US/bbl, pues, aunque formalmente el precio del petróleo en el mercado interno se mantiene en 27,11 \$US/bbl y sigue pagando las regalías e impuestos correspondientes a este valor, en los hechos, el Estado acaba pagando un total del orden de 40 \$US/bbl: alrededor de 10 \$US/bbl en efectivo por las retribuciones al titular y 30 \$US/bbl en notas de crédito fiscal, financiadas por impuestos que el Estado renuncia a percibir en efectivo. Esta renuncia, que incluye a regalías e IDH, no significa otra cosa que una cesión de parte del excedente a favor de las empresas, lo cual va más allá de lo establecido por la Ley de Hidrocarburos 3058.

**COSTOS DE PRODUCCIÓN
DE HIDROCARBUROS**

La información oficial⁶ muestra que en el período 2007-2012 las empresas petroleras habrían percibido, por concepto de costos recuperables, 3.560 millones de dólares, monto que ha tenido un crecimiento de 21,6%/año y de cuyo total las empresas transnacionales perciben un 63% (Cuadro 2). Debe entenderse, por supuesto, que el crecimiento mencionado representa a la totalidad de las empresas y no muestra la situación caso por caso, donde se podrá encontrar que varias empresas han incrementado sus costos muy por encima del promedio mencionado sin que haya en las mismas fuentes de información una explicación a dichas tasas de crecimiento.

Se puede observar también que más de la mitad de dichos costos, que se incrementaron a razón de 17,5%/año, corresponden a la amortización de las inversiones que las empresas petroleras habrían realizado para la explotación de los campos (Cuadro 3). Aunque su participación es menor en la estructura general, no deja de llamar la atención, por ejemplo, que los costos de administración y de personal de las empresas hayan experimentado un crecimiento de 62,4%/año y 24,8%/año,

6 Informes técnicos de YPF 2007-2012.

Cuadro 2
Bolivia: Costos recuperables aprobados por empresa
(M\$US)

Empresa	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Total (M\$US)
PETROBRAS BOLIVIA SA	80 624 089	151 714 075	150 026 548	160 214 810	224 162 647	234 610 757	1 001 352 926
YPFB CHACO SA	59 568 579	94 226 478	123 892 404	142 883 497	158 954 831	145 333 661	724 859 450
REPSOL YPF E&P SA	56 980 031	88 278 279	105 249 164	109 255 844	121 903 905	102 989 251	584 656 474
YPFB ANDINA S.A.	46 168 969	72 709 415	81 009 091	86 582 641	95 141 171	145 785 309	527 396 596
PLUSPETROL SA	25 126 067	47 054 838	54 854 550	64 921 344	75 535 106	70 542 114	338 034 019
BG BOLIVIA CORPORATION	11 259 467	20 789 619	26 250 727	44 071 346	48 241 951	51 345 364	201 958 474
PETROBRAS ENERGÍA SA	9 680 636	16 303 972	18 208 547	19 531 549	21 727 054	18 258 961	103 710 719
VINTAGE PETROLEUM LTDA	5 848 138	10 456 500	12 921 146	12 185 321	14 932 967	16 574 640	72 918 712
MATPETROL SA	529 945	956 385	955 049	900 721	1 035 337	737 697	5 115 134
TOTAL	295 785 921	502 489 561	573 367 226	640 547 073	761 634 969	786 177 754	3 560 002 504

Fuente: Informes Técnicos YPFB. 2007-2012.

Elaboración: CEDLA.

Cuadro 3
Bolivia: Costos recuperables aprobados según cuenta
(M\$US)

Empresa	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Total (M\$US)
Amortización de inversiones	193 995 245	316 091 638	368 782 039	423 370 000	508 588 871	435 283 329	2 246 111 122
Costo Directo de Explotación	50 799 233	83 133 419	77 027 716	76 592 890	86 285 965	183 008 027	556 847 250
Personal de las empresas operadoras	26 046 037	47 733 790	59 976 474	71 781 527	80 048 558	78 835 635	364 422 021
Costos de administración	5 092 899	12 307 320	22 777 212	30 889 815	35 582 170	57 595 087	164 244 503
Costo de materiales	5 040 894	12 193 061	13 920 961	15 679 208	18 081 434	21 768 898	86 684 456
Otros costos	14 811 613	31 030 333	31 182 824	22 233 633	33 047 971	9 686 778	141 993 152
TOTAL	295 785 921	502 489 561	573 667 226	640 547 073	761 634 969	786 177 754	3 560 302 504

Fuente: Informes técnicos YPFB, 2007-2012.

Elaboración: CEDLA.

respectivamente. Como se dijo anteriormente, la información oficial no contiene un informe que explique dichas tasas de crecimiento y participación.

La relación entre los costos de explotación y la cantidad de energía producida en punto de fiscalización nos muestra que el costo medio de producción de energía primaria en el país, a finales de 2012, se encontraba en 5,37 \$US/bep y habría experimentado un incremento de 14,3%/año. El incremento medio, como se explicaba líneas arriba, no permite apreciar contrastes tan importantes como la reducción de costos unitarios en el caso de REPSOL YPF E&P SA (-3,5%/año) frente al enorme incremento en el caso de BG Bolivia Corporation (39,7%/año) o, simplemente, los costos unitarios de producción entre esta última y los costos de PETROBRAS BOLIVIA (Cuadro 4).

Por supuesto, la pregunta que salta a la vista es: ¿qué fenómeno explica el incremento de los costos de producción?

En este contexto de ausencia de explicación a la evolución de los costos de producción primaria de energía es importante apreciar en el gráfico 5 que el 80% de la producción primaria de energía, a finales de 2012, provenía de la producción controlada por las empresas transnacionales.

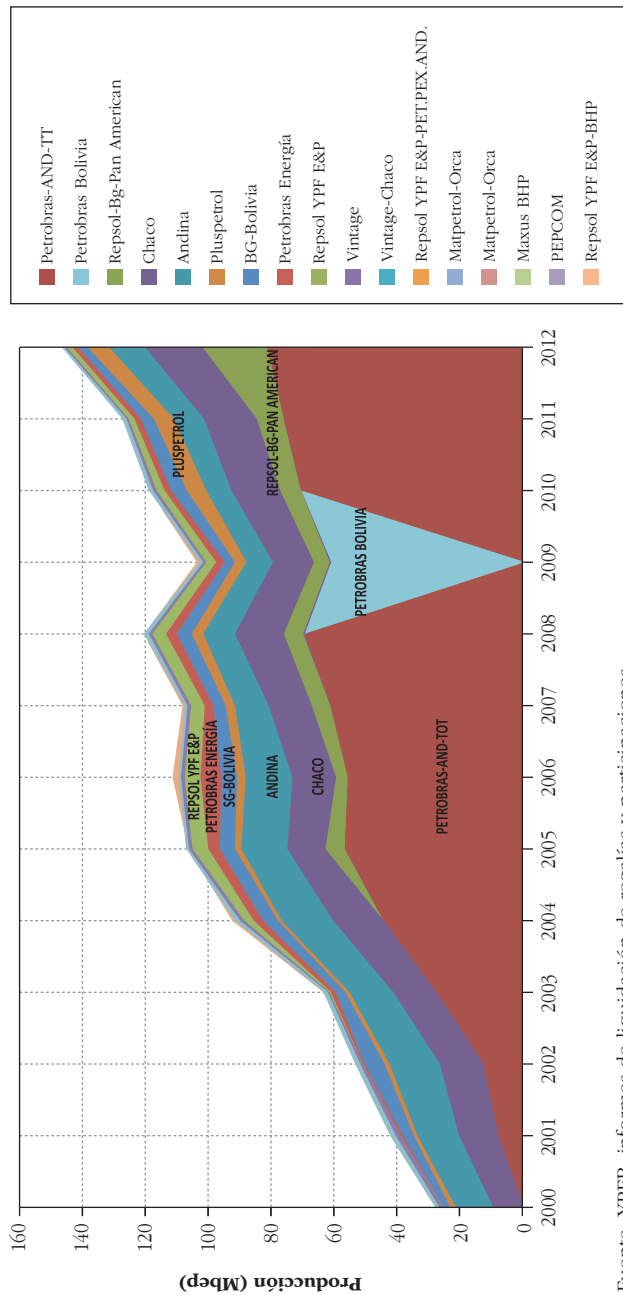
Cuadro 4
Bolivia: Costos unitarios de producción de energía
(\$US/bep)

Empresa	2007	2008	2009	2010	2011	2012
BG BOLIVIA CORPORATION	2,95	4,51	7,21	8,96	11,93	15,66
MATPETROL SA	11,59	15,79	15,68	15,25	18,76	12,77
YPFB ANDINA S.A.	4,34	7,16	10,65	10,56	10,10	12,26
VINTAGE PETROLEUM LTDA	2,96	4,03	6,34	6,00	7,61	10,88
PLUSPETROL S.A.	9,52	13,19	15,44	11,50	11,56	10,79
PETROBRAS ENERGÍA SA	3,14	4,84	6,46	8,36	10,58	10,03
YPFB CHACO S.A.	4,30	5,94	9,23	9,19	9,71	8,17
REPSOL YPF E&P S.A.	5,65	8,73	12,89	11,33	12,07	4,73
PETROBRAS BOLIVIA S.A.	1,32	2,16	2,44	2,28	2,94	2,87
COSTO MEDIO	2,75	4,17	5,58	5,40	6,01	5,37

Fuente: Informes Técnicos YPFB, 2007-2012.

Elaboración: CEDLA.

Gráfico 5
Bolivia: Evolución de la producción de energía primaria en punto de fiscalización
(Mbp)



Fuente: YPFB, informes de liquidación de regalías y participaciones.
 Elaboración: CEDLA.

ANÁLISIS DE LA RENTA DEL PETRÓLEO

La propuesta de la reforma neoliberal: precios internacionales y Ley 1689

Precios de producción del petróleo

Los costos medios de explotación de petróleo, a finales de 2012, habrían superado los 5 \$US/bbl. Como se anticipó, los costos presentados provienen de relacionar la totalidad de los Costos Recuperables, que conceptualmente son similares a los *lifting costs*, con la producción total de energía primaria en punto de fiscalización. Lamentablemente, la información oficial no permite la discriminación de los costos por tipo de hidrocarburo y por campo en explotación. Por tanto, fueron utilizados costos y poderes caloríficos medios. En cualquier caso, la información presentada en este estudio representa estrictamente a los costos medios y el error esperado se circunscribe a la proporción en la que participa la producción de líquidos/gas en cada campo en explotación. Para dar contexto a nuestro análisis, debemos remarcar que en ningún caso, entre 2007 y 2012, el costo de producción de petróleo superó los 19 \$US/bbl.

Por su parte, en sujeción a las definiciones mencionadas en el capítulo precedente, una ganancia “normal” de 20% sobre

costos de producción nos ha permitido estimar que, si el mercado del petróleo fuese competitivo, la ganancia normal por unidad producida, a finales de 2012, se encontraría en 1,08 \$US/bbl.

La agregación de los dos componentes del precio de producción nos muestra que, a finales de 2012, el precio de producción medio, en el caso del petróleo habría alcanzado a 6,46 \$US/bbl (Cuadro 5) que incluye, recordemos, una ganancia “normal” en un mercado competitivo.

El cuadro 6 compara el precio de producción medio menos eficiente en Bolivia con los precios de producción menos eficientes al nivel internacional (Wood Mckenzie, 2013). Se podrá apreciar que en todo el período analizado los precios de producción menos eficientes de Bolivia están muy por debajo de sus similares en el nivel internacional. Como se anticipó en el capítulo anterior, los precios de producción menos eficientes en el nivel internacional constituyen un “precio de referencia” en el funcionamiento del mercado del petróleo.

Rentas diferencial y de monopolio del petróleo

La comparación de los precios de producción medios nacionales respecto de sus similares en el nivel internacional arroja como resultado las rentas diferenciales en Bolivia respecto del precio de producción menos competitivo en el ámbito internacional. En principio, éstas son las rentas mínimas que las empresas transnacionales buscarían consolidar en su favor, a las cuales, por supuesto, debieran descontarse los costos de exploración y búsqueda (Cuadro 7).

La diferencia entre el WTI y el precio de producción menos eficiente en el ámbito internacional muestra que incluso en el caso de la producción menos eficiente se generan rentas de monopolio. Éstas, a finales de 2012, se habrían aproximado a 46 \$US/bbl, como se aprecia en el cuadro.

Cuadro 5
Bolivia: Precios de producción de petróleo
(\$US/bbl)

Descripción	Unidad	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Costo de producción medio	\$US/bbl	2,76	4,18	5,59	5,41	6,02	5,38
Ganancia sobre costos media	\$US/bbl	0,55	0,84	1,12	1,08	1,20	1,08
Precio de producción medio	\$US/bbl	3,31	5,01	6,71	6,49	7,22	6,46

Fuente: con datos de informes de liquidación de regalías y participaciones, YPFB.

Elaboración: CEDLA

Cuadro 6
Bolivia: Precios de producción de petróleo
(\$US/bbl)

Descripción	Unidad	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Precio de producción menos eficiente	\$US/bbl	13,93	18,97	18,84	18,33	22,55	18,82
PP internacional menos eficiente	\$US/bbl	53,48	54,60	52,10	56,40	55,20	54,20
Precio de mercado internacional (WTI)	\$US/bbl	71,38	98,03	60,70	79,16	100,41	99,97
Precio de mercado nacional	\$US/bbl	27,11	27,11	27,11	27,11	27,11	27,11

Fuente: Informes Técnicos YPF. 2007-2012; Wood McKenzie, 2013; EIA.

Elaboración: GEDLA.

Cuadro 7
Bolivia: Rentas de la producción de petróleo
(\$US/bbl)

Descripción	Unidad	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Renta diferencial media	\$US/bbl	50,17	49,59	45,39	49,91	47,98	47,74
Renta de monopolio media	\$US/bbl	17,90	43,43	8,60	22,76	45,21	45,77
Renta total media a precios WTI	\$US/bbl	68,07	93,02	54,00	72,67	93,19	93,51

Fuente: YPFB, Wood McKenzie, 2013; EIA, año; informes de liquidación de regalías.

Elaboración: CEDLA.

Nótese que también en 2008, el año en que los precios del petróleo descendieron a niveles mínimos, se generaron rentas de monopolio en el nivel internacional y, por supuesto, rentas diferenciales en Bolivia.

En suma, las rentas totales de la producción incluirían a las rentas diferenciales en los campos bolivianos y a las rentas de monopolio internacionales. Como se aprecia en el cuadro, si el valor de las rentas de producción de petróleo fuesen calculadas a precios de mercado internacional, éstas habrían alcanzado, en 2012, a 93,51 \$US/bbl.

Participación privada en la renta con la Ley 1689

La aplicación del régimen fiscal establecido por la Reforma Liberal a la producción entre 2007 y 2012 nos muestra un escenario hipotético que nos servirá de referencia para entender la situación del sector. Esta aplicación, que toma en cuenta al impuesto a las utilidades extraordinarias que no fue aplicado durante la Reforma Liberal, nos muestra, hipotéticamente, la participación empresarial según las definiciones de esta reforma. Puede observarse que la participación de las empresas, a finales de 2012, hubiera superado a 47 \$US/bbl y que a finales de 2009, en un escenario de precios bajos, esta hipotética participación hubiera superado los 30 \$US/bbl (Cuadro 8).

La situación actual: Precios nacionales y Ley 3058

Generación de rentas

El régimen fiscal definido por la Ley 3058 y la fijación del precio del petróleo en el mercado nacional⁷ establecieron

7 El DS 27791 de 19 de agosto de 2004 fijó el precio del petróleo para el mercado interno en 27,11 \$US/bbl.

Cuadro 8
Bolivia: Participación privada con la Ley 1689
(\$US/bbl)

Descripción	Unidad	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Impuestos ley 1689 18% + 13% s/ VBP*	\$US/bbl	22,13	30,39	18,82	24,54	31,13	30,99
Participación esperada media	\$US/bbl	34,87	47,60	27,22	36,91	47,45	47,70

Fuente: YPPFB, Wood McKenzie, 2013; EIA, año; informes de liquidación de regalías.

Elaboración: CEDLA.

*VBP = Valor bruto de producción.

condiciones muy diferentes a las establecidas por la Reforma Liberal. Es así que la renta diferencial respecto a los precios de producción menos eficientes en Bolivia, a finales de 2012, se encuentra en el orden de 12 \$US/bbl (Cuadro 9).

Por su parte, las rentas de monopolio respecto del precio nacional menos competitivo representan una pequeña fracción de la renta de monopolio a precio internacional (menos de 5 \$US/bbl) en 2011. La renta total de la producción de petróleo, por tanto, habría superado, a finales de 2012, el valor de 20 \$US/bbl.

Participación privada en la renta con la Ley 3058

La aplicación del régimen fiscal establecido por la Ley 3058 permite que las empresas retengan algo más de 8 \$US/bbl producido por concepto de participación en la renta total, ganancia media y costos de exploración y desarrollo.

Se puede ver en el (Cuadro 10) que, a pesar de que la porción apropiada por las empresas es sustancialmente menor a la que hubiesen esperado obtener bajo las definiciones de la reforma neoliberal, es claro que, en promedio, las empresas no están trabajando a pérdida. Sin embargo, los valores medios no muestran la situación por empresa y, menos aún, los valores por cada campo en producción. Por tanto, se puede suponer que en la producción de petróleo alguna de las empresas en alguno de los campos sí estarían incurriendo en pérdidas.

La participación empresarial en los dos escenarios precedentes, es decir, entre la obtenida a precios internacionales bajo las condiciones de la reforma neoliberal y la obtenida a precios nacionales bajo el régimen fiscal de la Ley 3058, nos muestra una diferencia de casi 29 \$US/bbl en 2010 y hasta de 39,52 \$US/bbl en 2012. Esta diferencia nos explica la ausencia de inversiones para la reposición de las reservas petrolíferas y

Cuadro 9
Bolivia: Rentas de la producción de petróleo calculadas a precio nacional
(\$US/bbl)

Descripción	Unidad	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Renta diferencial media a precio nacional	\$US/bbl	10,62	13,96	12,13	11,84	15,33	12,37
Renta de monopolio media a precio nacional	\$US/bbl	13,18	8,14	8,27	8,78	4,56	8,29
Renta total media a precio nacional	\$US/bbl	23,80	22,10	20,40	20,62	19,89	20,65

Fuente: YPFB, informes de liquidación de regalías.

Elaboración: CEDLA.

Cuadro 10
Bolivia: Participación privada con la Ley 3058 y los precios nacionales
(\$US/bbl)

Descripción	Unidad	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Impuestos totales a la producción (50%)	\$US/bbl	13,56	13,56	13,56	13,56	13,56	13,56
Participación empresarial, utilidades y FC*	\$US/bbl	10,80	9,38	7,97	8,15	7,54	8,18
Diferencia respecto al escenario WTI + Ley 1689	\$US/bbl	-24,07	-38,22	-19,26	-28,76	-39,91	-39,52

Fuente: YPFB, informes de liquidación de regalías.

Elaboración: CEDLA.

*FC = *Finding costs*.

el consiguiente estancamiento de la producción de petróleo, principal causante del deterioro de la autarquía energética de diesel (Guzmán, 2013). Al mismo tiempo, permite entender la naturaleza del DS 748 y el estado real de la llamada “nacionalización” de los recursos.

En una anterior investigación (Arze et al., 2011) se sostuvo que uno de los objetivos del DS 0748, más conocido como “gasolinazo”, buscaba obtener recursos provenientes del excedente de los consumidores para reponer —vía incentivos— condiciones favorables a las empresas petroleras, a fin de que éstas intensifiquen actividades de exploración de petróleo. Pues bien, el DS 1202, incluido por nuestro estudio como parte del régimen fiscal en la anterior sección, cumplió dicho objetivo y, vía Notas de Crédito Fiscal, subió la participación efectiva de las empresas en la renta de petróleo, en promedio, a 38,18 \$US/bbl. De esta manera, por fuera del régimen contractual aprobado, el gobierno nacional generó en los hechos un nuevo régimen fiscal que repuso condiciones muy próximas a la reforma neoliberal.

Deducimos⁸ que luego de la aplicación del decreto mencionado, la participación estatal media en la renta de petróleo que llegaba, en promedio, a 68% sobre el valor bruto de producción, se habría reducido a 27% y las empresas estarían reteniendo para sí el 73% de la renta de petróleo, es decir, una reposición casi total de las condiciones fiscales de la reforma neoliberal (Cuadro 11).

Una vez repuestas, en la realidad, las condiciones básicas de la Reforma Liberal cabe esperar que se repongan las tareas de exploración y producción de petróleo que se encuentran

8 No hay información pública sobre la afectación del DS 1202 en el régimen fiscal vigente.

Cuadro 11
Efecto de la aplicación del DS 1202
(\$US/bbl)

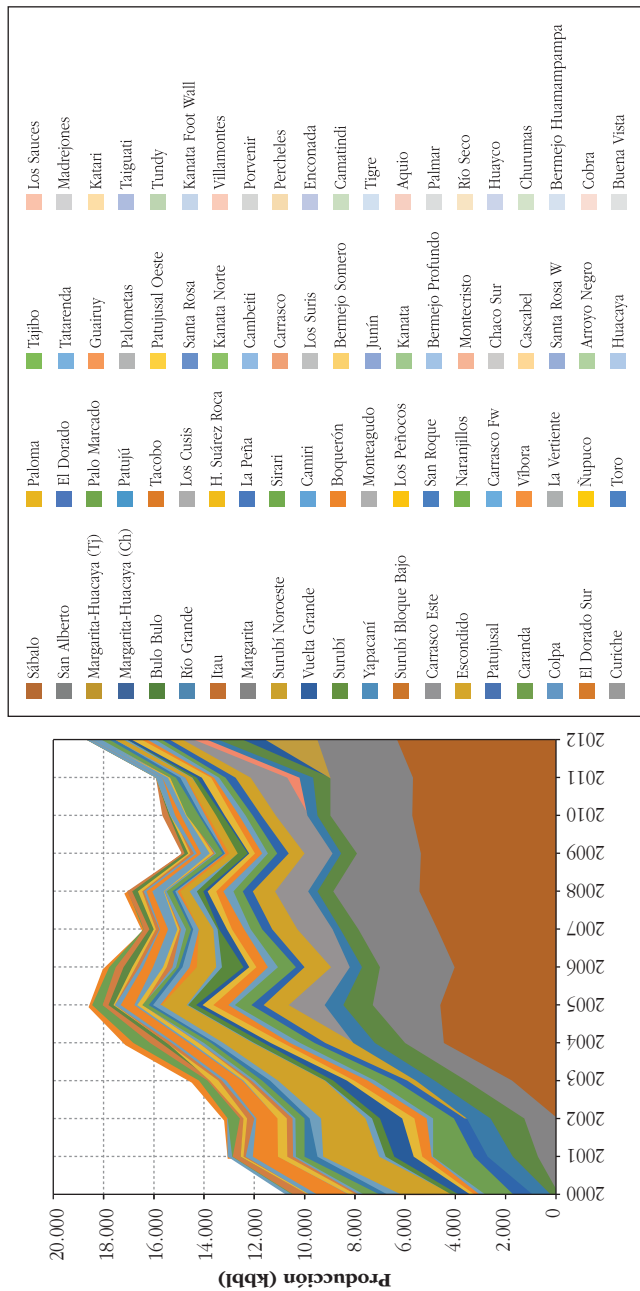
Empresa	Renta 2012 Ley 3058	Ley 3058 + DS 1202	IDH + Regalías	Participación Estatal	Participación Privada
YPFB ANDINA S.A.	12,37	42,37	13,56	32%	68%
REPSOL YPF E&P SA	21,43	51,43	13,56	26%	74%
BG BOLIVIA CORPORATION	8,29	38,29	13,56	35%	65%
YPFB CHACO SA	17,30	47,30	13,56	29%	71%
PETROBRAS ENERGÍA SA	15,06	45,06	13,56	30%	70%
PLUSPETROL SA	14,14	44,14	13,56	31%	69%
PETROBRAS BOLIVIA SA	23,66	53,66	13,56	25%	75%
VINTAGE PETROLEUM LTDA	14,03	44,03	13,56	31%	69%
MATPETROL SA	11,77	41,77	13,56	32%	68%
Renta diferencial media	20,65	50,65	13,56	27%	73%

Elaboración: CEDLA.

bajo control mayoritario de las empresas transnacionales, como muestran los gráficos 6 y 7. Se deja al lector el seguimiento a la evolución de esta producción, responsable principal de la pérdida de autarquía de un sector que, supuestamente, está “nacionalizado”.

Gráfico 6

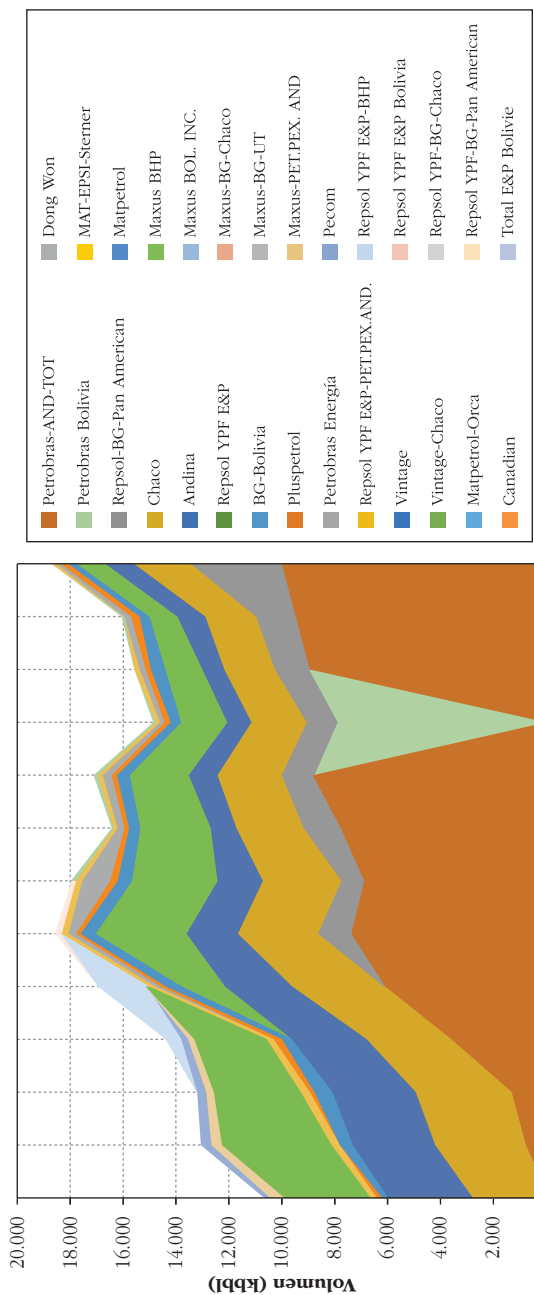
Bolivia: Evolución de la producción de hidrocarburos líquidos por campo (kbbbl)



Fuente: Informes de liquidación de regalías y participaciones.

Elaboración: CEDLA.

Gráfico 7
Bolivia: Evolución de la producción de hidrocarburos líquidos por empresa
(kbbbl)



Fuente: Informes de liquidación de regalías y participaciones.
 Elaboración: CEDLA.

ANÁLISIS DE LA RENTA DE GAS NATURAL

La renta bajo las definiciones de la reforma neoliberal

La evolución de los precios de mercado y de producción

El estudio de la renta del gas natural debe iniciarse por la revisión de la evolución de los precios internacionales del hidrocarburo y de aquellos con los cuales el país lo exporta a Brasil y Argentina. En el cuadro 12, se puede ver que los precios internacionales han disminuido hasta llegar, en valor, a menos del 30% del precio de exportación medio del gas natural boliviano. Esto se debe a que el precio de exportación de gas natural boliviano incluye, en algunos de sus componentes, al precio internacional del petróleo.

Los costos de producción de gas natural (conceptualmente similares a los *lifting costs*) han experimentado un importante incremento en los últimos años. El costo de producción medio, a fines de 2012, se encuentra alrededor de 1 \$US/MBTU. Es necesario advertir, sin embargo, que los costos mostrados corresponden al costo medio de producción por empresa, dado que la información sobre los costos de producción por campo simplemente son inaccesibles (Cuadro 13).

Cuadro 12
Evolución de los precios de mercado del gas natural
(\$US/MBTU*)

Descripción	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Precio internacional	7,10	8,63	4,00	4,28	3,85	2,81
Precio de exportación	3,45	5,21	5,42	6,65	8,50	10,06

Fuente: Boletines estadísticos YPF; EIA, reportes de los años 2007 a 2012.

Elaboración: CEDLA.

* MBTU = Millón de BTU (*British Thermal Unit*)

Cuadro 13
Evolución de los precios de producción del gas natural
(\$US/MBTU*)

Análisis de la renta de gas natural	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Costo de producción medio	0,51	0,77	1,03	1,00	1,11	0,99
Costos de producción máximos	2,14	2,92	2,90	2,82	3,47	2,90
Costos de producción mínimos	0,24	0,40	0,45	0,42	0,54	0,53
Ganancia sobre costos media	0,10	0,15	0,21	0,20	0,22	0,20
Precio de producción medio	0,61	0,93	1,24	1,20	1,33	1,19
Precio de producción menos eficiente	2,57	3,50	3,48	3,38	4,16	3,48
PP internacional menos eficiente	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69

Fuente: Boletines estadísticos YPF&B; EIA, reportes de los años 2007 a 2012, Wood Mc Kenzie, 2013.
 Elaboración: CEDLA.

Por otra parte, la aplicación de una tasa de 20% sobre costos como ganancia normal nos muestra que los precios de producción medios se habrían casi duplicado en los últimos años. Recordemos que este precio incluye una ganancia normal sobre los costos.

Encontramos así que el precio de producción boliviano menos productivo, o menos eficiente, triplica al precio de producción medio, y se encuentra en el orden de 3,50 \$US/MBTU, muy próximo al precio de producción internacional menos eficiente (3,69 \$US/MBTU). Se verá, por tanto, que las rentas diferenciales bolivianas son muy parecidas a las que obtendría una compañía en otras latitudes.

Generación de rentas en la producción de gas natural

La diferencia entre el precio de producción internacional menos eficiente y los precios de producción bolivianos nos arroja una renta diferencial que, fácilmente, duplica el precio de producción medio (Cuadro 14).

La evolución de los precios internacionales, sin embargo, no permitió la generación de rentas de monopolio. En efecto, bajo las definiciones conceptuales del presente estudio, éstas habrían tenido valores negativos, reduciendo el valor neto de la renta diferencial a un valor de 1,62 \$US/MBTU, es decir, un monto algo mayor al mismo precio de producción. El cuadro 14 muestra que si los precios de exportación fuesen similares a los internacionales, la renta total de la producción se habría reducido en un 75%, y esta situación hubiera generado un resultado diferente al logrado con los precios de exportación vigentes.

Como se verá más adelante, los precios de exportación bolivianos explican, en parte, la permanencia de las empresas petroleras luego de la promulgación de la Ley 3058 y el DS 28701: ninguna empresa petrolera internacional encontraría atractivo retirar

Cuadro 14
Evolución de la renta de la producción de gas natural
(\$US/MBTU)

Descripción	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Renta diferencial media a precio internacional	3,08	2,76	2,45	2,49	2,36	2,50
Renta de monopolio media a precio internacional	3,41	4,94	0,31	0,59	0,16	-0,88
Renta total media a precio internacional	6,49	7,71	2,76	3,08	2,52	1,62
Impuestos Ley 1689 p/ hidrocarburos existentes (31%)	2,20	2,68	1,24	1,33	1,19	0,87
Impuestos Ley 1689 p/ hidrocarburos nuevos (18%)	1,28	1,55	0,72	0,77	0,69	0,51
Participación empresarial media (H. Existentes)	4,39	5,19	1,73	1,95	1,54	0,94
Participación empresarial media (H. Nuevos)	5,31	6,31	2,25	2,51	2,04	1,31

Fuente: Boletines estadísticos YPPB; EIA, reportes de los años 2007 a 2012, informes de liquidación de regalías.
 Elaboración: CEDLA.

sus actividades de Bolivia y trasladarlas a países cuya producción arroja rentas calculadas a precios internacionales del producto.

Si aplicamos a la renta total generada a precios internacionales las definiciones de distribución establecidas en la Reforma Neoliberal (sin incluir el Surtax que nunca se aplicó), las empresas, a finales de 2012, estarían percibiendo una participación de 0,94 \$US/MBTU, es decir, el 58% de la renta total generada a precio internacional o, lo que es lo mismo, el 34% del valor bruto de producción, ambos en el caso de hidrocarburos existentes.

En el caso de los hidrocarburos nuevos, la participación de las empresas en la renta total generada a precios internacionales hubiera alcanzado a 1,31 \$US/MBTU, es decir, el 81% de la renta total o el 47% del valor bruto de producción.

Rentas a precios de exportación bolivianos

Dado que los contratos de exportación bolivianos establecen condiciones diferentes a las fijadas por el mercado internacional, es claro que, en la situación real, la renta diferencial de interés es la que se genera respecto del campo menos eficiente en territorio boliviano. En efecto, el cuadro 15 muestra que las rentas diferenciales en el país experimentaron un crecimiento y a finales de 2012 se encontraban en el orden de 2,28 \$US/MBTU, menores a las rentas diferenciales internacionales pero muy por encima de los precios de producción medios.

Contrario a lo que sucedió con las rentas monopólicas generadas a nivel internacional, en el ámbito nacional éstas se vieron muy favorecidas por la evolución de los precios de los contratos de exportación bolivianos. Las rentas monopólicas generadas con estos precios se multiplicaron por más de siete veces y alcanzaron a 6,59 \$US/MBTU, es decir, casi seis veces el precio de producción medio.

Cuadro 15
Evolución de la renta de la producción de gas natural a precio de exportación
(\$US/MBTU)

Descripción	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Renta diferencial media	1,96	2,58	2,24	2,19	2,83	2,28
Renta de monopolio media	0,88	1,71	1,94	3,27	4,34	6,59
Renta total media a precio de exportación	2,84	4,29	4,18	5,46	7,17	8,87

Fuente: Boletines estadísticos YPF; informes de liquidación de regalías.

Elaboración: CEDLA.

Es así que la renta total media generada a precios de exportación alcanzó en 2012 el valor de 8,87 \$US/MBTU. Como se ve, la renta total de la producción al nivel nacional se vio muy favorecida por el incremento de precios del petróleo.

Participación privada en la renta con la Ley 3058

El ingreso total de las empresas por concepto de tasa de ganancia normal, participación en la renta y costos de exploración habría alcanzado, en 2012, a 4,04 \$US/MBTU (Cuadro 16). Dados los índices de reposición de reservas actuales podría presumirse que este monto se consolida en su totalidad como las utilidades de las empresas. Como el lector podrá verificar, el ingreso total de las empresas, en promedio, representó en 2012 el 43,3% de la renta total de la producción.

Si evaluamos la diferencia entre los dos escenarios anteriores, encontramos que el resultado generado por los precios de exportación bolivianos y la Ley 3058 fue adverso a las empresas entre 2007 y 2009. Sin embargo, la evolución de los precios de exportación bolivianos, ligados a los precios internacionales del petróleo, logró que dicha diferencia se haga mínima en 2010 y se torne favorable a las empresas desde 2011. En efecto, se puede observar que, a finales de 2012, las empresas obtuvieron un ingreso extraordinario de 2,73 \$US/MBTU.

En otras palabras, las empresas obtienen más beneficios en Bolivia que en cualquier otro lugar en los que las rentas son calculadas con los precios internacionales. Por supuesto, la situación ideal para las empresas hubiese consistido en beneficiarse de los precios bolivianos y del régimen fiscal de la Reforma Neoliberal. En cualquier caso, lo reiteramos, la situación actual, con el régimen fiscal de la Ley 3058, es más favorable que cualquier contrato que se base en los precios internacionales del gas natural.

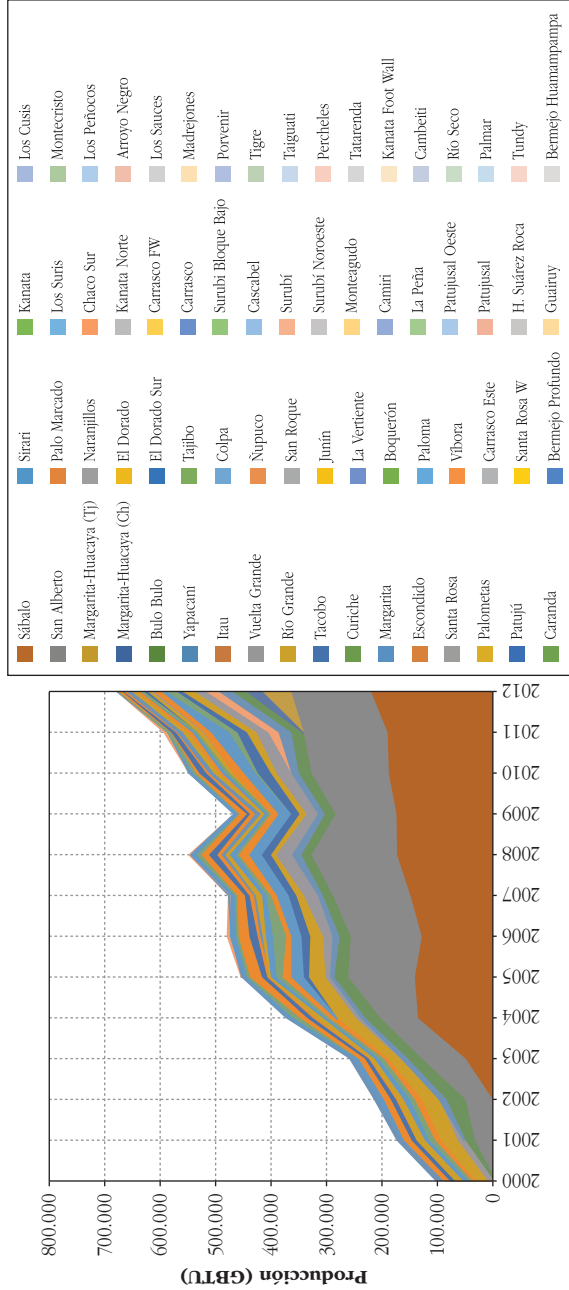
Cuadro 16
Evolución del ingreso y participación real de las empresas
($\$US/MBTU$ y porcentajes)

Descripción	Unidad	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Impuestos totales a la producción (50%)	$\$US/MBTU$	1,73	2,61	2,71	3,33	4,25	5,03
Ingreso total de las empresas por renta, utilidades y FC	$\$US/MBTU$	1,22	1,83	1,68	2,33	3,14	4,04
Participación empresarial media en la renta	%	39,2%	39,2%	35,2%	39,0%	40,7%	43,3%
Ingreso esperado versus ingreso real de las empresas	$\$US/MBTU$	-4,09	-4,47	-0,57	-0,18	1,09	2,73
Participación gubernamental en la Renta	%	60,8%	60,8%	64,8%	61,0%	59,3%	56,7%

Fuente: Boletines estadísticos YPF; informes de liquidación de regalías.
 Elaboración: CEDLA.

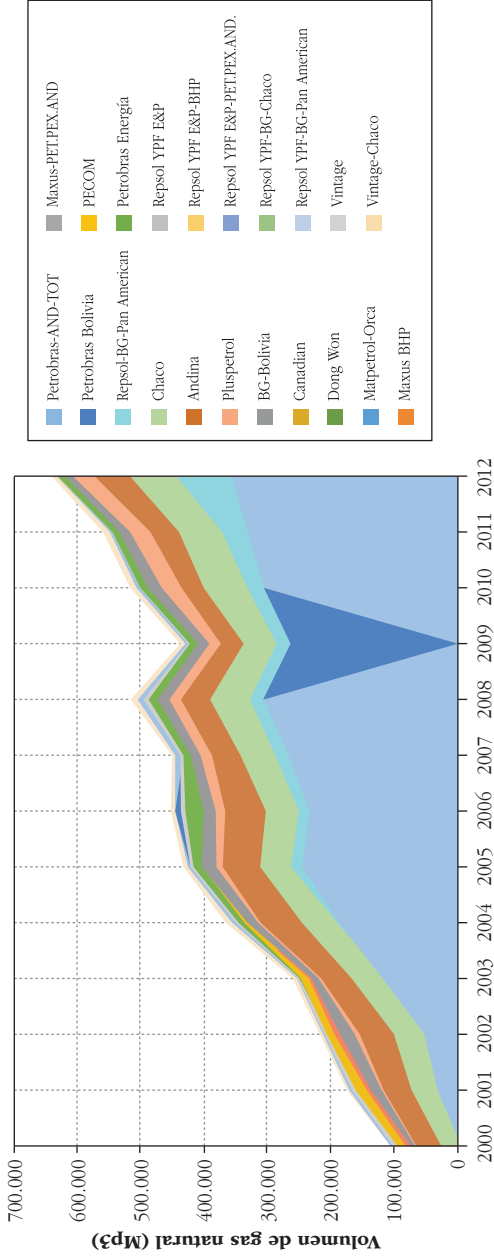
Bajo estas condiciones de distribución de los ingresos debemos, ahora, revisar la evolución de la producción, organizada por campo productor y por empresa titular de contrato. Claramente se podrá observar que la producción de gas natural descansa en unos cuantos campos gasíferos bajo control de las empresas transnacionales.

Gráfico 8
Bolivia: Evolución de la producción de gas natural por campo (GBTU)



Fuente: Informes de liquidación de regalías y participaciones.
 Elaboración: CEDLA.

Gráfico 9
Bolivia: Evolución de la producción de gas natural por empresa
(Mp3)



Fuente: Informes de liquidación de regalías y participaciones.
 Elaboración: CEDLA.

CONCLUSIONES

El ejercicio precedente, realizado a partir del análisis de la renta diferencial y a costos y precios de producción unitarios, nos permite analizar la distribución de la renta haciendo abstracción de los miles de millones de dólares de ingreso que, normalmente, impiden visualizar la naturaleza de la misma y el verdadero contenido del proceso que ha sido denominado Nacionalización de los Hidrocarburos.

En este marco podemos concluir, en primera instancia, que el costo de extraer petróleo en Bolivia fue siempre inferior al precio internacional. En efecto, el precio de producción de petróleo que incluye una tasa de ganancia normal fue apenas el 6,5% del precio internacional a finales de 2012 y, salvo algunas excepciones, las empresas no sufren pérdidas en la producción, como se ha venido sosteniendo, sino que no obtienen las rentas —diferenciales y de monopolio— que obtendrían bajo las condiciones del monopolio internacional. Era de esperarse, por tanto, que las empresas no realicen actividades de exploración de petróleo hasta que tales condiciones se repongan, situación que, en nuestro análisis, se ha logrado con la promulgación del DS 1202.

Lo relevante de esta conclusión va más allá de la real participación de las empresas en la renta de petróleo: dada la vulnerabilidad boliviana en su producción —asociada a la enorme importación de diesel— se devela la naturaleza de la llamada “nacionalización”, circunscrita a la “propiedad jurídica” de empresas que participan minoritariamente en la producción, y ausente de la “propiedad económica” de la producción en manos de las empresas transnacionales. Esta última —control, producción y consumo, según Marx— tiene íntima relación con la capacidad y el desarrollo tecnológico de la empresa nacional petrolera para abastecer el consumo interno y favorecer la producción nacional.

En este punto es necesario recordar al lector el debate persistente sobre los precios de producción de los derivados del petróleo y lo que debiera interpretarse como subsidios al diesel y la gasolina: ¿se trata de subsidios a la producción o rentas no apropiadas por las empresas petroleras?

Otro hallazgo relevante del ejercicio muestra que, dada la evolución de los precios del petróleo y su efecto en los precios bolivianos de exportación de gas natural, la obtención de rentas por parte de las empresas petroleras es más favorable que cualquier contrato a precios internacionales. Ésta es una razón suficiente para haber mantenido sus actividades en Bolivia a pesar de su persistente inconformidad con el régimen fiscal vigente. En este marco, será de interés fundamental para las organizaciones populares hacer seguimiento estricto al diseño de un nuevo marco jurídico y la negociación de nuevos contratos de exportación con nuestros clientes y las empresas petroleras.

Se ha podido verificar también que la definición de “renta” tomada de la economía clásica —que nos indica que ésta es propiedad del dueño del recurso— ha experimentado cambios en favor del capital petrolero que oculta su naturaleza rentista bajo el eufemismo de “adecuada recuperación de inversiones”.

Los dos escenarios de análisis presentados han permitido visualizar la pobre gestión de YPF para reponer las reservas y ejercer el control sobre la producción de líquidos en los últimos siete años. Esta situación ha llevado a la necesidad de crear incentivos económicos sacrificando la participación boliviana en el excedente con la única finalidad de que las empresas transnacionales accedan a invertir en exploración. Se trata de un problema básico relacionado con la propiedad económica del recurso y los medios para su producción, es decir, con el verdadero contenido de la nacionalización.

BIBLIOGRAFÍA

ALEXANDER Kemp

1987 *Petroleum Rent Collection around the World*. (Aberdeen, Reino Unido, University of Aberdeen).

ARZE et al.,

2011 *Gasolinazo: subvención popular al Estado y las petroleras* (La Paz, CEDLA).

CRESPO Fernández, Carmen

2007 *Variaciones en los ingresos fiscales producidas por la aplicación de la Nueva Ley de Hidrocarburos en el Upstream*. (La Paz, CEDLA).

Energy Information Administration-EIA

Data Base. IHS-Wood McKenzie-EIA.

GÓMEZ,

2010 *Tendencias y desafíos para el desarrollo del sector eléctrico boliviano*. (La Paz, CEDLA).

GUZMÁN, Juan Carlos

2013 *Sustentabilidad de la Matriz Energética Boliviana* (La Paz, CEDLA).

GUZMÁN, Juan Carlos et al.

2010 *Uso del excedente hidrocarburiífero* (La Paz, PIEB).

MANSILLA, Diego

2006 *La renta petrolera* (Buenos Aires, CEFIN).

MARX, Karl

1974 *El Capital*. Tomo III (México, D.F., Fondo de Cultura Económica).

Ministerio de Hidrocarburos y Energía

2000-2012 *Balance Energético Nacional*. (La Paz: Ministerio de Hidrocarburos y Energía).

Oficina para la Revisión de la Capitalización

2003 *Las capitalizadas en cifras* (s.l. Oficina para la Revisión de la Capitalización).

OLADE-CEPAL

2000-2012 *Balances energéticos de la región latinoamericana*.

RICARDO, David

1959 *Principios de economía política y tributación* (México, D.F., Fondo de Cultura Económica).

SANTA Gadea, César

2011 *El régimen fiscal y sus alternativas* (La Paz, CEDLA).

TOLEDO Tolentino, Ángel

2009 “Evolución de los costos de producción mundiales en la fase de upstream y sus efectos en la renta petrolera, 1990 a 2008”, en *Economía Informa* (México, D.F.) núm. 359.

WOOD Mckenzie,

2013 *Base de datos* (s.l. Wood Mckenzie).

La ligazón entre la renta y el desarrollo económico es de tal grado que ha constituido el centro de la acción política en los últimos veinte años: a la reforma liberal que la utilizó para imponer un modelo de naturaleza privatista que subordinaba los intereses del país al capital transnacional y a un contrato de exportación, le siguió una rebelión popular en 2003 que logró como principal resultado una mayor participación del país en la distribución de la renta; para terminar en la propuesta nacionalista del MAS que, además de incrementar marginalmente dicha participación, cosechó los frutos de las reservas generadas, el contrato de exportación y un contexto de precios favorable.

Por esta razón que el estudio de la renta de hidrocarburos constituye una materia obligatoria para entender la naturaleza rentista de la política económica boliviana, sea esta capitalista liberal o capitalista de estado.



Achumani, Calle 11 N° 100
 Entre García Ianza y Alexander
 Telf. (591 - 02) 279 4740 - 279 9848
 E-mail: info@cedla.org
 URL: www.cedla.org
 Casilla 8630
 La Paz, Bolivia



Con el apoyo de



OXFAM



Grupo sobre Política
 Fiscal y Desarrollo