

# **La Nacionalización del Nuevo Milenio: Cuando el precio fue un aliado**

**(Versión para Imprenta)**

**Mauricio Medinaceli Monrroy**



## Índice

Introducción .....	viii
1. Aspectos Teóricos de la Participación del Estado .....	1
1.1 Introducción .....	1
1.2 Contratos de Exploración y Explotación .....	1
1.3 Participación Estatal en el Upstream .....	3
1.4 Regalías e Impuestos en el <i>Upstream</i> .....	4
1.4.1 Regalías.....	4
1.4.2 Impuesto a la Producción.....	5
1.4.3 Impuesto a las Ventas .....	5
1.4.4 Impuesto sobre las Utilidades .....	6
1.4.5 Impuesto sobre las Utilidades Extraordinarias .....	7
1.4.6 Escalas Variables y el Factor “R” .....	7
1.4.7 Participación Contractual en el Upstream.....	8
1.4.8 Ejemplos .....	8
1.5 Riesgo en la Exploración y Explotación de Hidrocarburos.....	13
1.5.1 Riesgo de Pozos Secos.....	15
1.5.2 Riesgo de Producción .....	15
1.5.3 Riesgo de Precios.....	16
1. Aspectos Teóricos de la Participación del Estado (*).....	18
1.1 Modelo (*) .....	18
1.1.1 Notación (*) .....	18
1.1.2 Volúmenes (*).....	19
1.1.3 Ingresos en Boca de Pozo (*).....	20
1.1.4 Costos de Operación y de Capital (*) .....	20
1.1.5 Flujo de Caja, Valor Presente Neto y Tasa Interna de Retorno (*) .....	21
1.2 Participación del Estado (*).....	21
1.3 Instrumentos (*).....	22
1.3.1 Regalías (*).....	22
1.3.2 Impuesto a la Producción (*) .....	22
1.3.3 Impuesto a las Ventas (*).....	22
1.3.4 Impuesto sobre las Utilidades (*) .....	23
1.3.5 Impuesto sobre las Utilidades Extraordinarias (*).....	23
1.3.6 Escalas Variables y el Factor “R” (*) .....	23
1.3.7 Participación Contractual (*) .....	24
1.4 Análisis de Riesgo (*).....	24
2. Período 1990 - 2005.....	26
2.1 Introducción .....	26
2.2 Ley de Hidrocarburos N° 1194 .....	26
2.2.1 Marco General Contractual.....	26
2.2.2 Sistema Tributario.....	27
2.2.3 Recaudación Fiscal Upstream y Downstream .....	28
2.3 Ley de Hidrocarburos N° 1689 .....	30
2.3.1 Regalías y Participaciones .....	30
2.3.2 Patentes .....	31

2.3.3	Impuestos .....	32
2.3.3.1	Impuesto sobre las Utilidades .....	32
2.3.3.2	Surtax .....	33
2.3.3.3	Impuesto a la Remisión de Utilidades al Exterior .....	34
2.3.4	Resumen.....	34
2.3.5	Recaudación fiscal .....	35
2.4	Algunas Consideraciones Importantes.....	36
2.4.1	Comparando las Leyes N° 1194 y N° 1689.....	36
2.4.2	¿Sólo fue el 18%? .....	40
2.	Período 1990 – 2005 (*) .....	42
2.1	Introducción (*) .....	42
2.2	Ley de Hidrocarburos N° 1194 (*).....	42
2.2.1	Supuestos (*).....	42
2.2.2	Resultados (*) .....	44
2.3	Ley de Hidrocarburos N° 1689 (*).....	45
2.3.1	Supuestos (*).....	45
2.3.2	Valorización (*) .....	46
2.3.3	Resultados (*) .....	49
3.	Ley N° 3058, Decreto Supremo N° 28701 y Nuevos Contratos .....	51
3.1	Introducción .....	51
3.2	Ley de Hidrocarburos N° 3058 .....	52
3.3	Decreto Supremo de Nacionalización.....	53
3.4	Análisis Comparativo y Recaudación por IDH .....	54
3.5	Nuevos Contratos Petroleros.....	56
3.5.1	Contexto de Mercado.....	56
3.5.2	Nuevos Contratos para las etapas de Exploración y Explotación.....	57
3.6	Participación Estatal.....	59
3.6.1	Participación Promedio Ponderada.....	60
3.6.2	Megacampos .....	61
3.6.3	Análisis Comparado.....	66
3.	Ley N° 3058, Decreto Supremo N° 28701 y Nuevos Contratos (*).....	70
3.1	Introducción (*) .....	70
3.2	Modelo (*) .....	70
3.3	Rango del parámetro $B_i$ (*).....	72
3.4	Rango de la Participación de YPFB (*).....	73
3.4.1	Participación General (*).....	73
3.4.2	Megacampos (*).....	79
3.4.3	Análisis Genérico (*) .....	81
4.	Observaciones Finales .....	83
5.	Bibliografía .....	89
6.	Anexos .....	92
	Anexo 1 – Explotación Óptima y Regalías.....	93
	Anexo 2 – Explotación Óptima y el Impuesto a las Utilidades .....	96
	Anexo 3 – Tablas del Anexo “F” .....	99

## Índice de Tablas

Tabla 1: Contrato “Regalías/Impuestos” - Base .....	9
Tabla 2: Contrato “Regalías/Impuestos” – Costos Elevados .....	10
Tabla 3: Contrato “Regalías/Impuestos” – Impuesto a la Producción.....	11
Tabla 4: Contrato de Operación .....	12
Tabla 5: Contrato de Producción Compartida .....	13
Tabla 6: Transferencias de YPFB al Estado Boliviano 1990 – 1995 (MM \$US).....	29
Tabla 7: Regalías y Participaciones- Ley de Hidrocarburos N° 1689.....	31
Tabla 8: Resumen Tributos – Ley de Hidrocarburos N° 1689.....	35
Tabla 9: Recaudación Fiscal del <i>Upstream</i> (MM \$US).....	35
Tabla 10: Tributos respecto a los ingresos en Boca de Pozo.....	41
Tabla 11: Ley N° 1194 con Precios Bajos .....	44
Tabla 12: Ley N° 1194 con Precios Medios .....	45
Tabla 13: Ley N° 1194 con Precios Altos.....	45
Tabla 14: Ley N° 1689 – Precios Bajos .....	49
Tabla 15: Ley 1689 – Precios Medios .....	49
Tabla 16: Ley 1689 – Precios Altos.....	50
Tabla 17: Campo Grande – Precios Altos.....	50
Tabla 18: Análisis Comparativo de las Condiciones de Comercialización .....	54
Tabla 19: Análisis Comparativo de la PET.....	55
Tabla 20: Recaudación por IDH .....	56
Tabla 21: Regresiones con MCO.....	75
Tabla 22: Participación de YPFB sobre la Utilidad – Producción de Gas Natural.....	76
Tabla 23: Participación de YPFB sobre la Utilidad – Producción de Petróleo, Condensado y Gasolina Natural .....	77
Tabla 24: PET – Gas Natural (Escenario A).....	78
Tabla 25: PET – Gas Natural (Escenario B).....	78
Tabla 26: PET – Líquidos (Escenario A).....	79
Tabla 27: PET – Líquidos (Escenario B).....	79
Tabla 28: Participación Estatal Tradicional (PET) – 5 MM mcd .....	80
Tabla 29: Participación Estatal Tradicional (PET) – 10 MM mcd .....	81
Tabla 30: Ley N° 3058 y Nuevos Contratos – Precios Bajos .....	82
Tabla 31: Ley N° 3058 y Nuevos Contratos – Precios Medios .....	82
Tabla 32: Ley N° 3058 y Nuevos Contratos – Precios Altos.....	82

## Índice de Figuras

Figura 1: Clasificación de Contratos Petroleros .....	2
Figura 2: Contrato “Regalías/Impuestos” - Base .....	9
Figura 3: Contrato de Operación.....	12
Figura 4: Riesgo de Inversión .....	15
Figura 5: Riesgo de Producción.....	16
Figura 6: Riesgo de Precios .....	16
Figura 7: Recaudación Comparada Leyes 1194 y 1689 (MM \$US) .....	37
Figura 8: Exportaciones de Hidrocarburos (MM \$US) .....	37
Figura 9: Análisis Comparativo - Campo Pequeño .....	38
Figura 10: Análisis Comparativo - Campo Mediano.....	39
Figura 11: Análisis Comparativo - Campo Grande .....	40
Figura 12: Precio Promedio de Exportación del Gas Natural en Boca de Pozo (\$US/MM BTU) .....	57
Figura 14: PET Promedio Ponderada – Ley N° 3058 y Nuevos Contratos .....	61
Figura 15: Participación YPFB - Escenario 5 MM mcd.....	62
Figura 16: Participación del IUE – Escenario 5 MM mcd.....	62
Figura 17: PET – Escenario 5 MM mcd .....	63
Figura 18: VAN - Escenario 5 MM mcd .....	63
Figura 19: Participación YPFB - Escenario 10 MM mcd.....	64
Figura 20: Participación del IUE – Escenario 10 MM mcd.....	65
Figura 21: PET – Escenario 10 MM mcd .....	65
Figura 22: VAN – Escenario 10 MM mcd.....	66
Figura 23: Análisis Comparativo - Campos Pequeños .....	67
Figura 24: Análisis Comparativo - Campos Medianos.....	68
Figura 25: Análisis Comparativo – Campos Grandes.....	69

## Unidades de Medida, equivalencias y acrónimos

Bpd.	= Barriles por día
PC	= Participación de la Compañía
Pcd.	= Pies Cúbicos por Día
TCF	= Trillones de pies cúbicos (TCF por sus siglas en inglés)

1 año de producción = 365 días

CF	= <i>Chance Factor</i>
GLP	= Gas Licuado de Petróleo
IDH	= Impuesto Directo a los Hidrocarburos
IEHD	= Impuesto Especial a los Hidrocarburos y sus Derivados
IRUE	= Impuesto a la Remisión de Utilidades al Exterior
IUE	= Impuesto sobre las Utilidades
IVA	= Impuesto al Valor Agregado
IT	= Impuesto a las Transacciones
MCO	= Mínimos Cuadrados Ordinarios
NE	= No Existe
PC	= Participación de la Compañía en el Beneficio
PCT	= Participación de la Compañía en el Ingreso Bruto
PE	= Participación Estatal en el Beneficio
PET	= Participación Estatal en el Ingreso Bruto
PN	= Participación Nacional
RNC	= Regalía Nacional Complementaria
RNNR	= Recurso Natural No Renovable
<i>Surtax</i>	= Alícuota Adicional a las Utilidades Extraordinarias
TGN	= Tesoro General de la Nación
YPFB	= Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

# Introducción

Cuando recibí la invitación para escribir un libro sobre todos los cambios que ocurrieron en el sector hidrocarburos los últimos tres años, estuve tentado a comenzar, por fin, la idea que tengo para escribir no sólo respecto a los últimos acontecimientos sino sobre el enfoque económico completo del sector en el país. Realmente quisiera escribir sobre todos los aspectos económicos involucrados en el manejo de hidrocarburos a nivel nacional, entre ellos: precios, tarifas, impuestos, contratos, etc.

Ya en una segunda reflexión, decidí dividir esta tarea en varios trabajos (léase publicaciones) y comenzar con el análisis de la Participación Estatal en las etapas de exploración y explotación del sector hidrocarburos en Bolivia. La decisión de este primer enfoque responde, sobretudo, a la discusión coyuntural que actualmente se tiene respecto al sistema tributario aplicado al sector y la firma de los nuevos contratos en las etapas de exploración y explotación.

De esta forma, pongo en su consideración el presente libro que, en un afán no poco ambicioso, pretende estudiar la Participación Estatal en las actividades de exploración y explotación durante los últimos quince años. Por ello se estudiarán las Leyes de Hidrocarburos aprobadas en los años 1990, 1996 y 2005, como ya se mencionó, en lo referente a la Participación del Estado en la generación de rentas petroleras.

La discusión sobre este tema en el país fue y es sujeto de amplio debate, se habla de porcentajes, contratos, impuestos, tributos, regalías y utilidades con asombrosa ligereza. Por ello decidí adoptar la metodología de uno de los más grandes economistas contemporáneos, Amartya Sen. Pese a que el profesor Sen dedicó su investigación a la Elección Social<sup>1</sup> el formato de uno de sus libros, ya clásicos, me atrajo mucho; su obra

---

<sup>1</sup> Es decir, cómo las preferencias individuales se reflejan en preferencias sociales.



“Elección colectiva y bienestar social”<sup>2</sup> está dividida en capítulos con asterisco, que contienen un análisis formal del tópico de discusión, y capítulos sin asterisco, que discuten los mismos tópicos sólo que en un lenguaje “más accesible” para el lector poco familiarizado con aquél muy técnico.

Continuando con la interesante metodología del profesor Sen me atrevo a presentar este libro que contiene capítulos sin asterisco y con asterisco. Esta decisión la tomo por lo ya anotado en el párrafo anterior, la discusión sobre los temas que aquí se tocan es sujeto de amplio debate; por ello, el lector interesado en replicar o confirmar mis resultados podrá, acudir a los capítulos con asterisco para ver en detalle los supuestos y la metodología de cálculo utilizada. Sin embargo, para el lector que no desea realizar un ejercicio de esta naturaleza, ya sea porque no está familiarizado con el lenguaje muy técnico o por restricciones de tiempo, se encuentran los capítulos sin asterisco, que discuten los mismos temas sólo que de forma más simple.

En la primera parte del libro se discute los aspectos teóricos referentes a la Participación Estatal en la generación de rentas, en un afán de ordenar y clasificar los conceptos que luego serán utilizados al momento de estudiar el caso Boliviano. En la segunda sección se presenta una revisión, siempre desde la óptica de la Participación Estatal, de las Leyes de Hidrocarburos aprobadas durante los gobiernos del Sr. Jaime Paz Zamora y el Sr. Gonzalo Sánchez de Lozada. Luego, en la tercera sección se realiza un estudio de la actual Ley de Hidrocarburos N° 3058, el Decreto Supremo N° 28701 (llamado de “Nacionalización”) y los nuevos contratos petroleros firmados en el segundo semestre del año 2006, durante el Gobierno del Sr. Evo Morales.

Uno de los principales objetivos que persigue este libro es contrastar estos tres marcos normativos **estandarizando** las condiciones de mercado de cada uno de ellos. En particular, se evalúan los resultados sobre la Participación Estatal y la rentabilidad en la operación de los campos, en condiciones de precios de venta y costos similares. Dado que cada una de estas Leyes fue aprobada en distintas coyunturas de precios, sobre todo en el precio de exportación de gas natural tanto al Brasil como Argentina, estandarizar el análisis parece el método correcto.

Quiero expresar mi profundo agradecimiento a todas aquellas instituciones públicas que en algún momento de mi vida me tuvieron en su “planilla de personal”, en especial: la Unidad de Análisis de Políticas Económicas y Sociales (UDAPE), el Ministerio de Hidrocarburos, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), la Superintendencia de Hidrocarburos, la Superintendencia General del SIRESE y el Servicio de Impuestos. En ellas aprendí, de muy buenos amigos, gran parte de las ideas que se comparten en esta publicación. También deseo agradecer a la Universidad Católica Boliviana, a el Instituto de Investigaciones Socio Económicas (IISEC), a la Universidad Privada Boliviana, a la Universidad Andina Simón Bolívar, a la Universidad Mayor de San Andrés, a la Universidad Mayor de San Simón y a la Fundación Milenio, por permitirme compartir ideas sobre el sector hidrocarburos en varios cursos y seminarios, de hecho muchas de las preguntas de los alumnos son parte de los ejemplos y

---

<sup>2</sup> Sen (1970).

gráficos del presente libro. Finalmente quiero agradecer a Fundemos la posibilidad que me brinda para plasmar estas ideas en un *Texto Ordenado*; por supuesto, los errores que contiene el mismo, son sólo míos.

Mauricio Medinaceli Monroy

La Paz, Marzo de 2007

# 1. Aspectos Teóricos de la Participación del Estado

## 1.1 Introducción

La Participación del Estado en la generación de rentas del sector hidrocarburífero, ha sido sujeto de amplio debate en los últimos años, debido al notable crecimiento de los precios internacionales del petróleo y, como añadidura, del gas natural. Irónicamente la discusión estuvo muchas veces ensombrecida por el manejo bastante discrecional de cifras, porcentajes y estadísticas. Menciono el carácter irónico de la situación porque, al contrario de lo sucedido, los números y la estadística deberían ser instrumentos *fríos* que permitan un análisis integral de la problemática a tratarse.

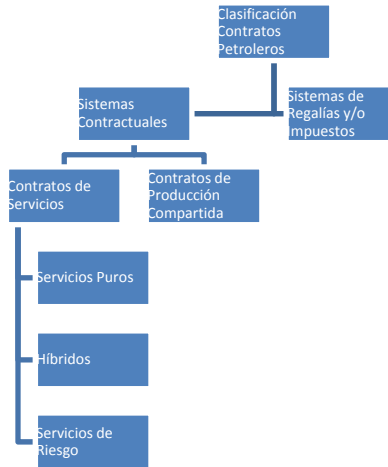
Si bien el análisis riguroso está inserto en el capítulo 1\*, es necesario conocer, al menos de forma general, algunos conceptos que ordenarán la discusión de los siguientes capítulos. En este sentido, en la primera parte de este capítulo se clasificarán los contratos petroleros usuales en el mundo; en la segunda serán descritos los principales instrumentos de participación que tiene el Estado en la generación de rentas y, finalmente, se realiza una breve discusión sobre los riesgos de la actividad hidrocarburífera y el por qué su relación con la participación Estatal.

## 1.2 Contratos de Exploración y Explotación

Siguiendo a Johnston & Johnston (2002) y Johnston (2003) la primera clasificación que debe realizarse, cuando se analiza la Participación del Estado en el sector petrolero, es aquella definida en los contratos. La Figura 1 presenta el resumen, realizado por estos autores, de las formas contractuales generalmente utilizadas en el mundo. Ciertamente no

todos los contratos internacionales son iguales, dado que dependen de las condiciones de cada país, sin embargo esta forma de agrupación es bastante útil.

**Figura 1: Clasificación de Contratos Petroleros**



La primera distinción, entre sistemas contractuales y sistemas de regalías e impuestos, tiene que ver con la propiedad del recurso, propiedad entendida como la capacidad de definir los precios, volúmenes y mercados para la producción; por ello muchas veces la propiedad del hidrocarburo está directamente relacionada con la comercialización del mismo. En los **Sistemas Contractuales** la propiedad recae, generalmente, en el Estado; por su parte, en los contratos basados en **Regalías e Impuestos** la propiedad la asume la compañía que aporta con el capital de riesgo, en estos casos la participación del Estado se limita al cobro de regalías e impuestos, por ello no existe una clasificación posterior.<sup>3</sup>

En los Sistemas Contractuales el primer rasgo característico es la retribución a la compañía privada. En el caso de los Contratos de Servicios dicha retribución es generalmente en dinero; mientras que en los contratos de Producción Compartida la misma muchas veces es en especie. Esta distinción es importante toda vez que si la retribución es en especie, la compañía privada puede comercializar la producción de la manera que vea conveniente.

Los Contratos de Servicios a su vez pueden dividirse entre tres categorías: 1) los contratos de Servicios Puros; 2) los Contratos Híbridos y; 3) los contratos de Servicios de Riesgo. En los contratos de Servicios Puros el Estado otorga a la compañía privada un porcentaje fijo de los ingresos (medidos en Boca de Pozo); con este porcentaje la compañía debería cubrir los costos incurridos, ya sea de operación o inversión, en la operación del campo. En los contratos de Servicios de Riesgo la retribución a la compañía se realiza sobre el beneficio de la operación; finalmente en los contratos de servicios híbridos, se encuentran mezclas de los dos mencionados anteriormente.

<sup>3</sup> Ver Wright & Gallun (2005).

Es importante, al momento de analizar la naturaleza de un contrato, definir claramente quién asume el riesgo de la operación. En algunos casos es el Estado quien lo hace y simplemente contrata a compañías de servicios que se limitan a realizar determinadas operaciones, por ejemplo: perforación de pozos, mantenimiento, etc. Por tanto, en caso de descubrirse un pozo seco es el Estado quien pierde dinero, ya que no puede evitar el pago a la compañía de servicios. En otras situaciones, es la compañía quien asume el riesgo de la operación, por ejemplo, cuando firma un contrato donde el Estado sólo participa ante un descubrimiento comercial, la pérdida por pozos secos recae sobre la compañía.

¿Quién debe asumir el riesgo? Generalmente la respuesta inmediata es: el sector privado, debido a las restricciones presupuestarias que tiene el Estado, dado que debe también financiar actividades del tipo social, salud y educación. No obstante, muchas veces la inversión privada, sobre todo extranjera, es sujeto de varias objeciones, por ello en estos casos son los Estados quienes asumen el riesgo. Claramente dependerá de la riqueza hidrocarbúfera del país y la probabilidad de encontrar un yacimiento comercial; si la probabilidad es elevada, el Estado estará tentado a asumir el riesgo, mientras que en países donde esta probabilidad es baja, se deja que sea el sector privado quien asuma gran parte de los riesgos.

Ahora bien, dependiendo de la naturaleza del contrato, la Participación del Estado es distinta, en algunos casos será mayor que en otros. En este sentido, para entender qué es **mayor** y qué es **menor**, es necesario tener un marco analítico mínimo de comparación. Por ello, a continuación se repasarán algunos de los indicadores generalmente utilizados para medir la Participación Estatal en el sector hidrocarbúfero, por supuesto los mismos serán contextualizados en función a la discusión acostumbrada en Bolivia.

### 1.3 Participación Estatal en el *Upstream*<sup>4</sup>

En Bolivia, el término Participación del Estado, ha sido utilizado de forma ambigua según sea el contexto de la discusión. En algunos casos se lo utiliza para medir el total de recursos monetarios que quedan en el Estado respecto a los ingresos brutos en Boca de Pozo; mientras que en otros, el mismo término es utilizado para dimensionar estos recursos sobre los beneficios de la operación, ocasionando de esta forma que, para algunos, el sistema generaba un 50% de participación estatal (sobre los ingresos brutos) y para otros, el mismo sistema, originaba un 80% (sobre la utilidad). Para evitar este tipo de confusiones, en esta sección se definirá claramente qué se entiende por Participación Estatal.

Pese a que en Bolivia se utilizó este término para medir la participación del Estado sobre los ingresos brutos, a nivel internacional, en la literatura económica este término se utiliza para medir la participación del Estado sobre los **beneficios** de la operación. Por esta razón y en un intento de armonizar estas dos posiciones, a lo largo del libro se utilizará los siguientes conceptos:

---

<sup>4</sup> Generalmente se denomina *upstream* dentro el sector hidrocarbúfero a las actividades de exploración, explotación y comercialización de petróleo y gas natural en Boca de Pozo.

- **Participación Estatal (PE)**,<sup>5</sup> los recursos monetarios apropiados por el Estado medidos respecto al beneficio de la operación.
- **Participación Estatal Tradicional (PET)**, los recursos monetarios apropiados por el Estado medidos respecto a los ingresos brutos de la operación. El ingreso bruto es aquella cantidad de dinero recibida en la Boca de Pozo del campo.
- **Participación de la Compañía (PC)**, haciendo uso de la primera definición, se define con este concepto a los recursos monetarios con los que se queda la compañía privada respecto a los beneficios, es decir, una vez deducidos los costos de operación, de inversión y la PE.
- **Participación de la Compañía Tradicional (PCT)**, serán los recursos monetarios disponibles para la compañía respecto a los ingresos brutos.

También fue sujeto de amplia ambigüedad el tiempo de medición para estos indicadores; el lector comprenderá que no es lo mismo la PE en los primeros años de operación, cuando la inversión es elevada y por tanto los beneficios pequeños, que en los últimos años, cuando ya se recuperó gran parte de la inversión y por ello los beneficios son elevados. La formalización de esta discusión se encuentra en el capítulo 1\*, sin embargo, es útil señalar que, siempre que no se mencione lo contrario, cada vez que se utilicen los términos PE, PET, PC y PCT la referencia se hará a la vida útil total del proyecto, en un afán de equilibrar los años malos (elevada inversión y baja ganancia) con los buenos (inversión recuperada y ganancias elevadas).<sup>6</sup>

#### 1.4 Regalías e Impuestos en el *Upstream*

A continuación se describirá los principales instrumentos fiscales utilizados por los Estados para participar en la generación de rentas del sector.<sup>7</sup>

##### 1.4.1 Regalías

Este concepto ha sido utilizado generalmente en discusiones menos económicas y más históricas, dado que su origen responde a un pago realizado al rey por concepto de la explotación de un recurso natural. Con el transcurso del tiempo, su definición fue afinándose y actualmente se acepta a la regalía como la compensación obligatoria en dinero o especie por la explotación de un recurso natural no renovable, pagada al propietario del mismo.

---

<sup>5</sup> En inglés su denominación es *Government Take*.

<sup>6</sup> En términos técnicos, estos indicadores serán construidos utilizando el concepto de Valor Presente Neto de la operación.

<sup>7</sup> Un detalle amplio sobre estos impuestos y la explotación óptima de recursos naturales no renovables puede encontrarse en: Dasgupta & Heal (1979), Gamponia & Mendelsohn (1985) y Boadway & Flatters (1993).

En Bolivia, con este concepto se denominó históricamente al pago realizado al departamento productor del recurso natural no renovable. Por ello, es frecuente el uso indistinto entre regalías departamentales y regalías, pese a que, como se analizará en capítulos posteriores, también existen regalías de departamentos no productores.

Operativamente la regalía consiste en aplicar un porcentaje específico sobre el volumen o valor de la producción. En el caso del petróleo y gas natural, se aplica sobre la producción o el valor de la misma, medidos en Boca de Pozo. Por ello es un concepto que, dentro de su cálculo, no necesita la contabilización de los costos de operación e inversión realizados.

Ventajas, la principal ventaja, desde el punto de vista del Estado, se deriva de la característica señalada en el párrafo anterior, es decir, su cálculo y cobro es bastante sencillo. Para obtener el total de regalías a pagarse, simplemente se multiplica la alícuota porcentual por la producción o el valor de ventas. Otra ventaja importante es su transparencia, basta con tener certeza del nivel de producción, el precio de venta y el porcentaje, para que cualquier persona pueda realizar el cálculo correspondiente.

Desventajas, siempre desde el punto de vista Estatal, no permite la explotación óptima<sup>8</sup> de todos los recursos no renovables, ya que su cálculo no considera los costos de operación e inversión; cuando se presentan campos con costos muy elevados o condiciones de mercado poco atractivas, aún permanece la obligación regalitaria sobre los ingresos brutos, pudiendo ocasionar que la totalidad de las utilidades (o más) sea destinada a cubrir dicha obligación, ocasionando así que la explotación económica del campo no sea atractiva.

#### **1.4.2 Impuesto a la Producción**

A nivel general, se puede definir un impuesto como un tributo determinado por Ley, que se paga siempre en dinero. Dentro de esta categoría existen muchas variantes, en esta sección se estudiará el Impuesto a la Producción.

Generalmente consiste en un porcentaje fijo aplicado sobre el total del volumen producido. De esta forma ni siquiera es necesario conocer el precio de venta del recurso, dado que su cálculo es volumétrico. Desde un punto de vista económico, posee las mismas ventajas y desventajas señaladas para las regalías, dado que su cobro es muy parecido. Sin embargo, se puede añadir una desventaja adicional, ya que no considera el precio de venta, en condiciones de mercado muy desfavorables (precios bajos) la alícuota permanece invariable, agravando más aún la rentabilidad del campo.

#### **1.4.3 Impuesto a las Ventas**

Consiste en aplicar un porcentaje sobre el valor bruto de ventas, una vez más, sin considerar los costos de operación e inversión. A diferencia de un impuesto sobre la

---

<sup>8</sup> Desde un punto de vista económico, un detalle de esta discusión se encuentra en el Anexo 1 – Explotación Óptima y Regalías.

producción, en este caso sí se toma en cuenta el precio de venta, como criterio para valorizar la producción obtenida. Las ventajas y desventajas de este impuesto son iguales al caso de una regalía.

#### **1.4.4 Impuesto sobre las Utilidades**

Este impuesto consiste en aplicar un porcentaje sobre la utilidad de la compañía, es decir, los ingresos menos los costos de operación y capital (inversión). Ampliamente utilizado en países con historia institucional, este impuesto es uno de los preferidos a nivel internacional, dado que permite la explotación eficiente de los campos.

Ventajas, puesto que este impuesto se aplica una vez que la operación comienza a rendir una utilidad positiva, posee la gran ventaja de asegurar la producción óptima de los campos.<sup>9</sup> Es decir, si un campo altamente costoso enfrenta condiciones de mercado poco favorables, el pago de este impuesto, por parte de la compañía privada, es bajo. Por el contrario, en condiciones de mercado altamente favorables y/o campos de bajo costo, el pago de este impuesto será elevado. Esta situación no ocurre en sistemas basados en regalías e impuestos a la producción o valor, dado que, independientemente de los beneficios que obtenga la compañía, la regalía y estos impuestos necesariamente deben ser pagados.

Una ventaja adicional de este impuesto, en países receptores de capital externo como Bolivia, es que el mismo puede utilizarse como crédito impositivo en aquel país del cual proviene la inversión. Imagine por un momento viene a Bolivia una empresa Inglesa y una vez que comienza la etapa productiva, resulta que esta empresa paga, en Bolivia, \$US 10 millones por concepto de Impuesto sobre las Utilidades. Cuando debe pagar el impuesto sobre las utilidades en el país de origen, digamos \$US 50 millones, esta empresa puede utilizar como crédito fiscal los \$US 10 millones pagados en Bolivia, de esta forma sólo paga \$US 40 millones en dicho país de origen.

Desventajas, la mayor crítica que generalmente recibe este impuesto es la poca información que muchas veces existe, por parte de la institución recaudadora, sobre los costos de operación e inversión de las compañías.<sup>10</sup> Este hecho genera mucha susceptibilidad si la compañía está declarando efectivamente toda la utilidad que percibe. En algunos países, este problema fue solucionado parcialmente, introduciendo límites reconocibles a los costos de operación y capital.

Otra desventaja, algo más técnica, es la tasa de depreciación empleada para el cálculo de este impuesto. La depreciación es un instrumento contable que permite “distribuir” la inversión, realizada generalmente al inicio del proyecto, a lo largo de la vida útil del mismo. Muchas voces críticas señalan que el manejo arbitrario del método de depreciación, podría favorecer a las compañías. Afirmación que no es del todo cierta,

---

<sup>9</sup> Tampoco distorsiona el uso económicamente óptimo de los RNNR, ver Anexo 2.

<sup>10</sup> En términos técnicos, la presencia de información asimétrica entre las compañías privadas y la institución encargada de cobrar este impuesto.



toda vez que, independientemente del método de depreciación, si se utiliza la tasa de descuento correcta, el pago total por este impuesto debería siempre ser el mismo.

Hasta este momento se describieron los mecanismos usuales respecto a la participación del Estado en la generación de rentas del sector petrolero. A lo largo de los últimos años estos instrumentos fueron modificados de forma tal que permitan esquemas más flexibles en función a las condiciones de mercado, según sea el grado de su desarrollo.<sup>11</sup> Por ello a continuación se presentan algunas de las modificaciones más interesantes encontradas en la literatura económica y experiencia internacional.<sup>12</sup>

#### **1.4.5 Impuesto sobre las Utilidades Extraordinarias**

Luego del incremento de los precios internacionales del petróleo en la década de los setenta, los países productores centraron su atención en la captura de las rentas extraordinarias generadas durante ese *boom* de precios. En este sentido, se establecieron impuestos a las utilidades extraordinarias que venían en la forma de alícuotas incrementales, gravadas sobre la utilidad de la empresa, en función a los precios de venta y en algunas ocasiones, en función a los volúmenes de producción.

#### **1.4.6 Escalas Variables y el Factor “R”**

Puesto que las regalías e impuestos a la producción poseen la virtud de ser sencillos y transparentes en su cálculo, pero no son sensibles a las condiciones de mercado que enfrenta la compañía, se diseñaron alícuotas variables en función a determinados parámetros. De esta forma los porcentajes, tanto de las regalías como de los impuestos a la producción, en algunos países pueden variar de acuerdo a:

- El volumen de producción, generalmente un mayor volumen de producción conlleva una alícuota mayor. En otros sistemas también se utiliza la producción acumulada, por ejemplo, si la producción acumulada del campo alcanza 2 TCF, entonces es posible incrementar la alícuota.
- El precio de venta, a mayor precio de venta se asume que las utilidades de la compañía son mayores y por tanto, es posible incrementar la alícuota.
- En países que tienen yacimientos en el mar, muchas veces la alícuota está en función a la profundidad del lecho del mar, a mayor profundidad menor alícuota.

Uno de los esquemas impositivos que merecen atención es el denominado *Factor R*, que consiste en incrementar la alícuota de la regalía o impuesto a la producción, en función a un factor R construido de la siguiente manera:

---

<sup>11</sup> Una discusión interesante acerca de las etapas de desarrollo del mercado gasífero se encuentra en Shively & Ferrare (2004).

<sup>12</sup> Para mayor explicación ver Johnston (1994) y Johnston (2003).

$$R = \frac{B}{C}$$

Donde  $B$  es el ingreso neto acumulado y  $C$  son los costos totales (operación y capital) acumulados. Entonces cuando  $R = 0$  implicaría que no existen ingresos acumulados y, por ello, el proyecto aún no es rentable, en este caso la alícuota aplicada debería ser baja. Cuando  $R = 1$ , entonces los ingresos acumulados son iguales a los costos acumulados, por tanto ya se habrían recuperado los costos totales (en particular los de inversión) y la alícuota podría ser mayor. De esta forma a medida que el Factor  $R$  se incrementa así también lo hace la alícuota.

#### **1.4.7 Participación Contractual en el Upstream**

Finalmente el Estado también puede tener, generalmente a través de su empresa petrolera, una participación contractual en la operación del campo. No se la cataloga como regalía o impuesto porque los recursos obtenidos a través de este instrumento deberían destinarse a financiar actividades de dicha empresa. Los porcentajes aplicados también pueden ser fijos o variables en función a los criterios antes mencionados.

Esta participación también puede variar de acuerdo a la base sobre la que se aplica, en algunos casos será sobre el ingreso bruto y en otros, sobre la utilidad de la compañía. En los contratos de servicios, usualmente se aplican porcentajes sobre los ingresos brutos de la operación, medidos en Boca de Pozo, mientras que en los contratos de producción compartida, estos porcentajes se aplican luego de cubiertos los costos de operación y capital.

#### **1.4.8 Ejemplos**

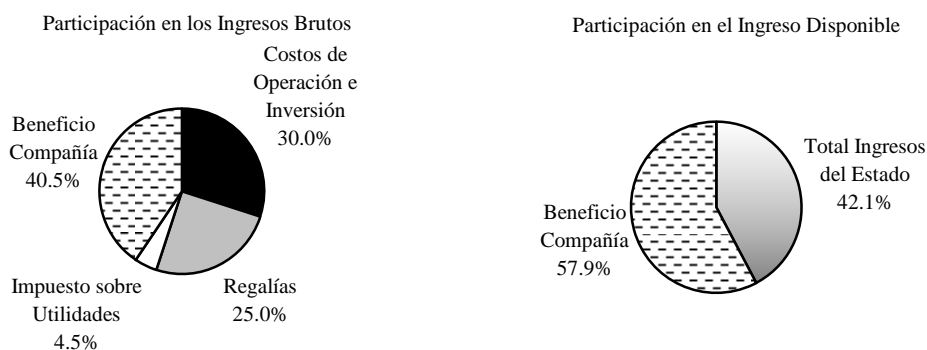
Para comprender mejor el funcionamiento de los indicadores e instrumentos ya señalados, a continuación se analizará ejemplos sencillos e hipotéticos. En el primero se considera el Escenario Base de un contrato tipificado como “Regalías/Impuestos” donde la comercialización de los hidrocarburos queda en poder de la compañía privada. En la Tabla 1 se presenta los supuestos del ejemplo, el cálculo de los ingresos para el Estado, el beneficio de la compañía y los indicadores mencionados previamente. De este ejemplo se desprende que el Estado participa en el 42.1% del ingreso disponible (ingresos menos costos) y del 29.5% de los ingresos brutos. En el afán de contextualizar este ejemplo, podría decirse que, dentro de la discusión usual en Bolivia, el indicador elegido sería 29.5%; mientras que el posible inversionista utilizaría el 42.1%; la razón es clara, el inversionista deseará conocer qué porcentaje del ingreso neto de costos quedará en su poder.

**Tabla 1: Contrato “Regalías/Impuestos” - Base**

Supuestos			
Ingresos en Boca de Pozo		\$100	
Costos de Operación e Inversión		\$30	
Regalías		25%	
Impuesto sobre Utilidades		10%	
Ingresos del Estado			
Regalías	=	25% de 100	= \$ 25.0
Impuesto sobre Utilidades	=	10% de (100-30-25)	= \$ 4.5
<b>Total Ingresos del Estado</b>	=		= \$ <b>29.5</b>
Utilidad Compañía			
Ingresos	=	\$	100.0
Costos	=	\$	(30.0)
Regalía e Impuesto	=	\$	(29.5)
<b>Beneficio Compañía</b>	=	\$	<b>40.5</b>
Indicadores			
<b>PE</b>	=	29.5/70	= <b>42.1%</b>
<b>PET</b>	=	29.5/100	= <b>29.5%</b>
<b>PC</b>	=	40.5/70	= <b>57.9%</b>
<b>PCT</b>	=	40.5/100	= <b>40.5%</b>

La Figura 2 presenta los mismos resultados que la tabla anterior sólo que gráficamente, en ella se observa la composición de los ingresos brutos y del ingreso disponible. Respecto de los ingresos brutos, el Estado participa en un 29.5% (PET), los costos de operación representan el 30% y el beneficio de la compañía un 40.5% (PCT). Por otro lado, del ingreso disponible, ingresos brutos menos los costos, el Estado se “queda” con 42.1% (PE) mientras que la compañía con 57.9% (PCT). Queda claro entonces que la diferencia entre los dos gráficos radica en los costos de operación y capital, mientras que estos conceptos sí se toman en cuenta para analizar la composición de los ingresos brutos, cuando se desea analizar la del ingreso disponible ellos deben quedar al margen.

**Figura 2: Contrato “Regalías/Impuestos” - Base**



En el siguiente ejemplo (Tabla 2) se presenta el escenario en el que los costos de operación y capital son elevados. En este caso el beneficio de la compañía es negativo y aún los ingresos del Estado son positivos. ¿Qué origina que, pese a las pérdidas, el Estado

tenga una participación mayor a cero? La respuesta es la regalía del 25%, puesto que es un tributo que se aplica sobre los ingresos brutos (que no considera costos) aún con pérdidas para la compañía, el Estado recibe el 25% de los ingresos brutos y el 125% del ingreso disponible, es decir, la participación del Estado es mayor al ingreso disponible.

**Tabla 2: Contrato “Regalías/Impuestos” – Costos Elevados**

<b>Supuestos</b>			
Ingresos en Boca de Pozo		\$100	
Costos de Operación e Inversión		\$80	
Regalías		25%	
Impuesto sobre Utilidades		10%	
<b>Ingresos del Estado</b>			
Regalías	=	25% de 100	= \$ 25.0
Impuesto sobre Utilidades	=	10% de (100-80-25)	= \$ -
<b>Total Ingresos del Estado</b>	=		= \$ <b>25.0</b>
<b>Utilidad Compañía</b>			
Ingresos	=	\$	100.0
Costos	=	\$	(80.0)
Regalía e Impuesto	=	\$	(25.0)
<b>Beneficio Compañía</b>	=	\$	<b>(5.0)</b>
<b>Indicadores</b>			
<b>PE</b>	=	25/20	= <b>125.0%</b>
<b>PET</b>	=	25/100	= <b>25.0%</b>
<b>PC</b>	=	-5/20	= <b>-25.0%</b>
<b>PCT</b>	=	-5/100	= <b>-5.0%</b>

En el siguiente ejemplo (Tabla 3) se elimina la regalía del 25% y se añade un impuesto a la producción de igual cuantía. ¿Qué varió respecto del Escenario Base? Nada, resulta que las regalías y los impuestos a la producción tienen el mismo impacto sobre los indicadores analizados. La diferencia entre ambos instrumentos consiste en el uso de los recursos, al menos en el caso boliviano, mientras que las regalías usualmente son ingresos de los departamentos productores, los impuestos financian gastos del Gobierno Central o General.

**Tabla 3: Contrato “Regalías/Impuestos” – Impuesto a la Producción**

<b>Supuestos</b>			
Ingresos en Boca de Pozo		\$100	
Costos de Operación e Inversión		\$30	
Impuesto a la Producción		25%	
Impuesto sobre Utilidades		10%	
<b>Ingresos del Estado</b>			
Impuesto a la Producción	=	25% de 100	= \$ 25.0
Impuesto sobre Utilidades	=	10% de (100-30-25)	= \$ 4.5
<b>Total Ingresos del Estado</b>	=		= \$ <b>29.5</b>
<b>Utilidad Compañía</b>			
Ingresos			= \$ 100.0
Costos			= \$ (30.0)
Regalía e Impuesto			= \$ (29.5)
<b>Beneficio Compañía</b>			= \$ <b>40.5</b>
<b>Indicadores</b>			
<b>PE</b>	=	29.5/70	= <b>42.1%</b>
<b>PET</b>	=	29.5/100	= <b>29.5%</b>
<b>PC</b>	=	40.5/70	= <b>57.9%</b>
<b>PCT</b>	=	40.5/100	= <b>40.5%</b>

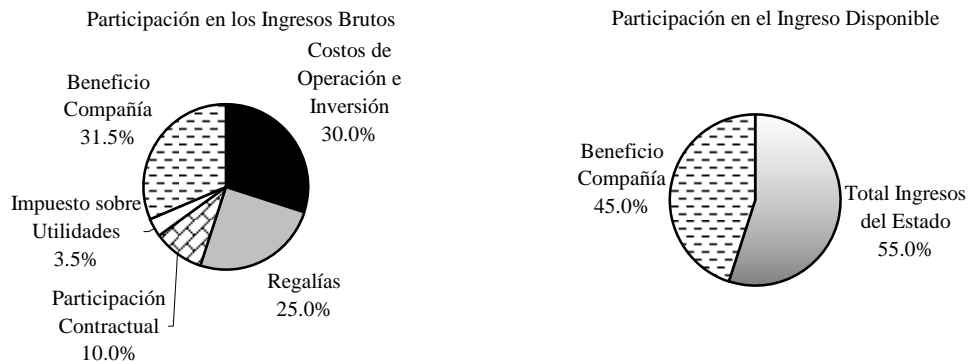
A continuación se presenta el ejemplo (Tabla 4) de un Contrato de Operación donde la empresa estatal posee una participación del 10%. Como se observa, la participación contractual en los contratos de servicios generalmente es calculada sobre los ingresos brutos de la operación. Por ello, comparte las ventajas y desventajas de las regalías e impuestos a la producción.

**Tabla 4: Contrato de Operación**

Supuestos			
Ingresos en Boca de Pozo		\$100	
Costos de Operación e Inversión		\$30	
Regalías		25%	
Impuesto sobre Utilidades		10%	
Participación Contractual		10%	
Ingresos del Estado			
Regalías	=	25% de 100	= \$ 25.0
Participación Contractual	=	10% de 100	= \$ 10.0
Impuesto sobre Utilidades	=	10% de (100-30-25-10)	= \$ 3.5
<b>Total Ingresos del Estado</b>	=		= \$ <b>38.5</b>
Utilidad Compañía			
Ingresos	=	\$	100.0
Costos	=	\$	(30.0)
Regalía e Impuesto	=	\$	(28.5)
Participación Contractual	=	\$	(10.0)
<b>Beneficio Compañía</b>	=	\$	<b>31.5</b>
Indicadores			
<b>PE</b>	=	38.5/70	= <b>55.0%</b>
<b>PET</b>	=	38.5/100	= <b>38.5%</b>
<b>PC</b>	=	31.5/70	= <b>45.0%</b>
<b>PCT</b>	=	31.5/100	= <b>31.5%</b>

A través de este ejemplo se puede ver cómo una participación del Estado sobre los ingresos brutos no permite analizar completamente la situación. En este caso la participación del Estado en los ingresos brutos (PET) es sólo del 38.5%; sin embargo, respecto del ingreso disponible el Estado se “queda” con el 55% (PE), ver Figura 3.

**Figura 3: Contrato de Operación**



Finalmente se presenta el ejemplo (Tabla 5) de un Contrato de Producción Compartida donde la empresa estatal tiene una participación del 10%. A diferencia de los contratos de operación, en este caso la participación contractual se aplica sobre el beneficio de la operación, por ello, respecto del caso anterior, tanto la participación sobre los ingresos brutos como sobre el ingreso disponible, es menor. Este tipo de contratos es bastante

usual ya que permite la recuperación de costos y por tanto, permite la explotación eficiente de los campos petroleros y gasíferos.

**Tabla 5: Contrato de Producción Compartida**

<b>Supuestos</b>			
Ingresos en Boca de Pozo		\$100	
Costos de Operación e Inversión		\$30	
Regalías		25%	
Impuesto sobre Utilidades		10%	
Participación Contractual		10%	
<b>Ingresos del Estado</b>			
Regalías	=	25% de 100	= \$ 25.0
Participación Contractual	=	10% de (100-30)	= \$ 7.0
Impuesto sobre Utilidades	=	10% de (100-30-25-7)	= \$ 3.8
<b>Total Ingresos del Estado</b>	=		= \$ <b>35.8</b>
<b>Utilidad Compañía</b>			
Ingresos	=		= \$ 100.0
Costos	=		= \$ (30.0)
Regalía e Impuesto	=		= \$ (28.8)
Participación Contractual	=		= \$ (7.0)
<b>Beneficio Compañía</b>	=		= \$ <b>34.2</b>
<b>Indicadores</b>			
<b>PE</b>	=	35.8/70	= <b>51.1%</b>
<b>PET</b>	=	35.8/100	= <b>35.8%</b>
<b>PC</b>	=	34.2/70	= <b>48.9%</b>
<b>PCT</b>	=	34.2/100	= <b>34.2%</b>

## 1.5 Riesgo en la Exploración y Explotación de Hidrocarburos<sup>13</sup>

Una de las principales características de la industria hidrocarburífera es el elevado riesgo al que están expuestas las compañías, privadas o estatales, cuando realizan la inversión o ya se encuentran en la etapa de producción. Cuando una compañía analiza si desea o no invertir, no tiene certeza sobre varios aspectos que escapan a su control, por ejemplo:

Si efectivamente el área de exploración tiene yacimientos de hidrocarburos, en determinadas oportunidades los pozos exploratorios perforados pueden estar *secos*, por tanto, todo el dinero invertido se pierde.

Precios, en muchas ocasiones el precio de venta proyectado dista mucho del observado, introduciendo así mayor incertidumbre acerca el futuro. Por ejemplo, la literatura encuentra que los precios del gas natural son 95% más volátiles que los precios de otros

<sup>13</sup> Una excelente discusión sobre los riesgos del sector y la toma de decisiones se encuentra en Newendorp & Schuyler (2000).

bienes<sup>14</sup> o, que no es posible realizar una proyección estadísticamente satisfactoria de los precios futuros del gas natural y petróleo.<sup>15</sup>

Estimación de los costos de operación y capital, en muchas ocasiones la estructura geológica del yacimiento hace que los costos de explotación sean mayores a los estimados inicialmente.

Cambios en el marco regulatorio y/o impositivo, muchas veces los Estados modifican las condiciones bajo las cuales la inversión fue atraída, ya sea incrementando los impuestos y/o regalías<sup>16</sup> o modificando las condiciones de comercialización de la producción.

En este sentido, el riesgo es una variable que afecta la rentabilidad de un proyecto petrolero o gasífero. Lastimosamente este concepto no es de fácil cuantificación, pese a que existen muchos mecanismos que ayudan en esta tarea, la decisión final dependerá de la conjetura que haga el inversionista sobre la rentabilidad futura del proyecto. No obstante, es posible encontrar métodos que ayuden a entender mejor este problema. El método utilizado en el presente libro es el de *Valor Esperado*, que consiste en ponderar cada uno de los posibles resultados según sea su probabilidad de ocurrencia.

¿Cómo funciona este método? Imagine que existen dos posibilidades en un juego de lotería: 1) en la primera usted gana el premio y obtiene \$ 200; 2) en la segunda usted no gana el premio y por tanto sólo pierde el valor del boleto de lotería, digamos, \$ 20. ¿Usted decide comprar el boleto? Si decide aplicar el método de valor esperado la pregunta que debe responder es ¿Cuál es la probabilidad de ganar la lotería? Si ésta es del 5%, entonces el Valor Esperado por la compra del boleto es:<sup>17</sup>

$$\begin{aligned} &\text{La probabilidad de ganar x el monto ganado} = 5\% \times \$ 200 \\ &+ \\ &\text{La probabilidad de perder x el valor del boleto} = 95\% \times \$ (-20) \end{aligned}$$

El valor esperado es \$ -9, por tanto usted decidirá no comprar el boleto dado que perdería \$ -9.00; en este sentido, el monto del premio es tan pequeño que no compensa la elevada probabilidad de pérdida. Por el contrario, si el monto del premio se incrementa a \$ 380, usted estará indiferente entre comprar y no comprar, dado que el valor esperado es \$ 0. Finalmente, cualquier valor del premio mayor a \$ 380 incentivará a que usted decida jugar esta lotería.

En lo que sigue del presente capítulo se estudiará, con el método de valor esperado, tres tipos de riesgos: 1) pozos secos; 2) producción y; 3) precios de venta, tanto del gas natural como del petróleo.

---

<sup>14</sup> Regnier (2006).

<sup>15</sup> Modjtahedi & Movassagh (2005).

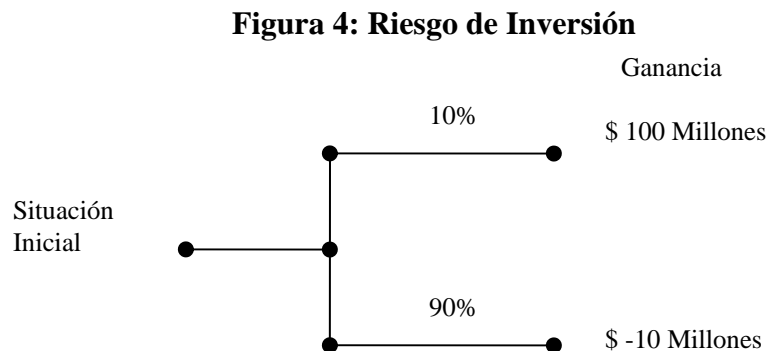
<sup>16</sup> En términos técnicos es un problema de *inconsistencia temporal*.

<sup>17</sup> Cuando existe una pérdida se utiliza el valor negativo (-).



### 1.5.1 Riesgo de Pozos Secos

Cuando una compañía decide explorar en un campo, luego de realizados los estudios geológicos correspondientes, el camino natural es perforar un pozo en la esperanza de encontrar efectivamente petróleo o gas natural. En este sentido, el primer riesgo es que este pozo resulte *seco*, por tanto todos los recursos invertidos se habrían perdido. Por ejemplo, la Figura 4 presenta una situación donde, con 10% de probabilidad el pozo es exitoso y, resultado de su explotación, la compañía obtiene un beneficio de \$US 100 millones; por otro lado, existe un 90% de probabilidad que el pozo resulte *seco*, por tanto la compañía perdería los \$US 10 millones invertidos en la perforación, en este costo también debería incluirse aquellos relacionados con la adjudicación del campo explorado.

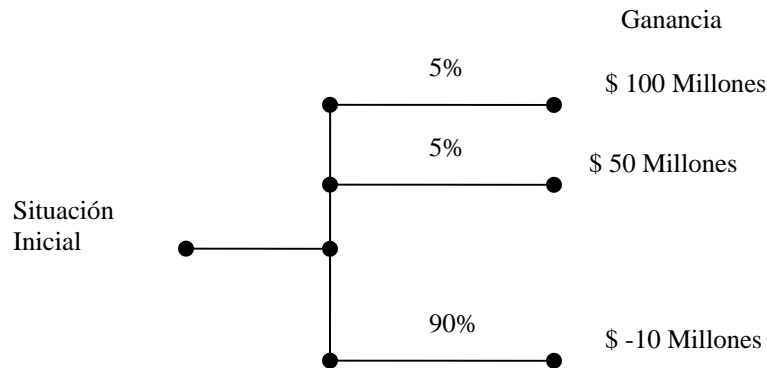


En este ejemplo hipotético, el valor esperado de la operación es \$US 1.00 millón, por tanto la decisión de inversión podría favorecer la perforación de este pozo. En muchas ocasiones no es posible conocer rápidamente la probabilidad de éxito en el descubrimiento de un pozo, por ello un indicador útil en estos casos es el **Punto de Quiebre Exitoso** o también llamado **Chance Factor**, este indicador permite encontrar aquella probabilidad que genera un valor esperado de cero (0%). Retornando al ejemplo de la lotería, la pregunta relevante sería ¿Cuál debe ser la probabilidad de ganar para tener un valor esperado de cero? La respuesta es 9.09%, puesto que:  $9.1\% \times 200 - 90.9\% \times 20 = 0$ .

### 1.5.2 Riesgo de Producción

En muchas ocasiones no sólo es necesario que la perforación sea exitosa, sino también que la producción del campo se sitúe en límites razonables. Ciertamente no es lo mismo producir el 100% de lo que se esperaba, que sólo el 50%, en este sentido también existe un riesgo en la **recuperación de las reservas descubiertas**. En la Figura 5 se esquematiza este tipo de riesgo, en ella se observa que si bien existe una posibilidad del 10% de realizar un descubrimiento exitoso, con un 5% de probabilidad se obtendrá el 100% de la producción proyectada, pero también con un 5% de probabilidad, la producción podría ser sólo el 50% de lo proyectado, por tanto, la ganancia es menor.

**Figura 5: Riesgo de Producción**

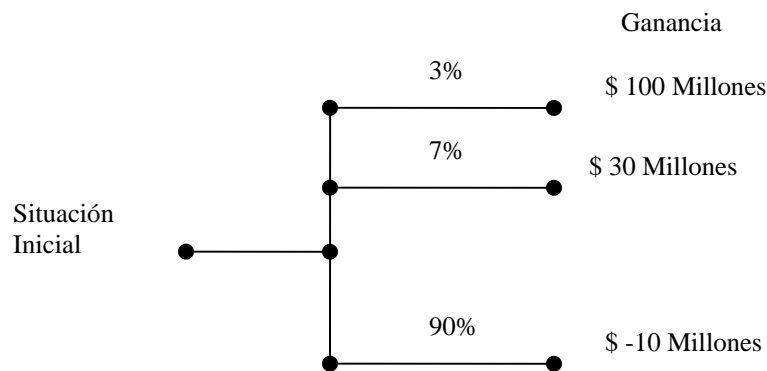


En este caso el valor presente de la operación es \$ -1.5 MM, por tanto no debería perforarse el pozo, dado que si se lo hace se tendría una pérdida esperada de \$ 1.5 millones. El solo hecho de haber introducido una variable adicional de riesgo, hace que la decisión de inversión respecto del caso anterior, se revierta.

### 1.5.3 Riesgo de Precios

Quizá éste sea uno de los mayores riesgos que enfrenta la industria de los hidrocarburos, dada la elevada volatilidad de precios observada en los últimos años. Puesto que muchas veces el precio de venta varía respecto de los niveles proyectados al hacer la inversión, es necesario analizar la factibilidad del negocio en distintos niveles de precios. La Figura 6 presenta una situación en la que con 3% de probabilidad la producción podrá venderse a precios *altos* y, con un 7% de probabilidad a precios *bajos*, obteniendo ganancias de \$ 100 y \$ 30 millones, respectivamente.<sup>18</sup>

**Figura 6: Riesgo de Precios**



El valor esperado del proyecto es \$ -3.9 millones, es decir, si se realiza la perforación del pozo y éste resulta exitoso, no es rentable su explotación, dado que con elevada probabilidad los precios de venta serán bajos. Este ejemplo ayuda a comprender la diferencia entre la viabilidad geológica de un pozo y su viabilidad económica. Muchas

<sup>18</sup> En este ejemplo no se introduce el riesgo de producción.

veces, pese a que existe el hidrocarburo en el subsuelo su explotación no es atractiva, porque las condiciones del mercado se presentan poco favorables.

Como ya se mencionó, los riesgos estudiados son parte de un conjunto mayor de riesgos que, pese a su importancia, muchas veces son difíciles de cuantificar. Por ello, la decisión de invertir o no en un campo no sólo debería depender de consideraciones numéricas, anotadas anteriormente, sino de la percepción (ciertamente más subjetiva) de los inversionistas acerca de las otras variables que conllevan riesgo, por ejemplo, la sostenibilidad del marco legal utilizado para atraer inversiones.

¿Por qué el estudio del riesgo está ligado a la Participación Estatal? Porque muchas veces, los sistemas de participación del Estado en la generación de rentas, disminuye o incrementa los riesgos antes mencionados; creando de esta forma los (des)incentivos para la inversión, por ejemplo:

Cuando los porcentajes de los impuestos a la producción o las regalías son fijos, el sistema no ayuda a mitigar el riesgo de precios, por el contrario, lo acentúa, dado que el porcentaje de participación estatal no disminuye cuando los precios bajan.

Si en el contrato se establece que el Estado será socio sólo una vez que la compañía realiza un descubrimiento comercial, entonces, todo el riesgo de Pozos Secos se traslada a la compañía.

¿Quién debería asumir el riesgo? La respuesta (como siempre) es: depende. Si el país es abundante en recursos hidrocarbúricos y los mercados están asegurados, entonces el riesgo lo asume el Estado a través de un determinado diseño de contratos. Por el contrario, cuando el país no tiene descubiertas grandes reservas y los mercados no están consolidados, los Estados decidirán trasladar todo el riesgo a la compañía privada. Pero, cualquiera que sea la característica del país o los mercados, lo que se debe destacar es que el riesgo inherente al sector no es una variable que deba dejarse de lado.

# 1. Aspectos Teóricos de la Participación del Estado (\*)

## 1.1 Modelo (\*)

Uno de los objetivos centrales de este libro es comparar los distintos regímenes fiscales aprobados por el Estado boliviano desde 1990 hasta el año 2005 utilizando un modelo estándar. De esta forma se realizan comparaciones más justas, dado que se estandarizan las condiciones de operación para cada norma legal, en particular, las condiciones de mercado que resultaron altamente volátiles.

Debido a la extensa y difícil discusión sobre este tema, en este capítulo se describe con bastante detalle el modelo utilizado para obtener los estadísticos correspondientes. Este modelo simula la situación de un campo gasífero que, según sea el nivel de algunos coeficientes, puede ser catalogado como pequeño, mediano y grande. No se introducen aún las regalías, participaciones e impuestos porque cada una de las leyes aprobadas en los últimos quince años posee un esquema distinto.

### 1.1.1 Notación (\*)

La notación utilizada es:

$\alpha_t$  = Productividad de cada pozo (millones de pies cúbicos por día).

$\beta$  = Costo por cada pozo (millones de \$US).

$\chi_t$  = Rendimiento de cada pozo (barriles por cada millón de pies cúbicos).

$\zeta_t$  = Reservas de gas natural (trillones de pies cúbicos).

$\varepsilon_t$  = Reservas de petróleo (millones de barriles).

$\Psi$  = Demanda diaria de gas natural (millones de metros cúbicos por día).

$\theta$  = Número de pozos secos antes del descubrimiento comercial.

$p_t$  = Precio de venta del petróleo y condensado (\$US/Barril).

$q_t$  = Precio del gas natural en Boca de Pozo (\$US/MM BTU).

$r$  = Tasa de descuento.

$\phi$  = Tasa de decrecimiento del rendimiento ( $\chi_t$ ) de cada pozo.

$V_{gn,t}$  = Volumen de gas natural (MM mcd).

$V_{p,t}$  = Volumen de condensado (Bpd).

### 1.1.2 Volúmenes (\*)

Los supuestos sobre la producción de un campo de gas están agrupados de la siguiente manera:

Campos pequeños, se asume que tienen una plataforma de producción de gas natural de 1.4 millones de metros cúbicos por día; la cantidad de condensado que se puede obtener cumple la relación: Bbls./MM pcd = 20; la tasa de agotamiento de estos volúmenes es 5% anual<sup>19</sup> y el nivel de reservas de gas y líquidos es 1 TCF y 10 millones de barriles, respectivamente.

Campos medianos, con una plataforma de producción de gas natural de 5 millones de metros cúbicos por día; la cantidad de condensado que se puede obtener cumple la relación: Bbls./MM pcd = 25; la tasa de agotamiento de estos volúmenes es 5% anual<sup>20</sup> y el nivel de reservas de gas y líquidos es 5 TCF y 50 millones de barriles, respectivamente.

Campos grandes, con una plataforma de producción de gas natural de 10 millones de metros cúbicos por día; la cantidad de condensado que se puede obtener cumple la relación: Bbls./MM pcd = 30; la tasa de agotamiento de estos volúmenes es 5% anual<sup>21</sup> y el nivel de reservas de gas y líquidos es 10 TCF y 130 millones de barriles, respectivamente.

Además es necesario cumplir con las siguientes restricciones referentes a la cantidad de reservas disponibles en el campo:<sup>22</sup>

$$\left( \sum_{j=0}^t V_{gn,j} \right) \cdot \frac{365}{1,000,000} \leq \zeta_t ; \zeta_t = \zeta_{t-1} - V_{gn,t-1} \cdot \frac{365}{1,000,000}$$
$$\left( \sum_{j=0}^t V_{p,j} \right) \cdot \frac{365}{1,000,000} \leq \varepsilon_t ; \varepsilon_t = \varepsilon_{t-1} - V_{p,t-1} \cdot \frac{365}{1,000,000}$$

<sup>19</sup> Durante los primeros 2 años de producción sólo se alcanza el 50% de la plataforma superior.

<sup>20</sup> Durante los primeros 2 años de producción sólo se alcanza el 50% de la plataforma superior.

<sup>21</sup> Durante los primeros 2 años de producción sólo se alcanza el 50% de la plataforma superior.

<sup>22</sup> En caso de no cumplirse esta restricción la producción es igual a 0 (cero).

### 1.1.3 Ingresos en Boca de Pozo (\*)

El ingreso total ( $IT_t$ ) del período “t” proviene de la venta de gas natural y condensado en Boca de Pozo, es decir:<sup>23</sup>

$$IT_t = V_{gn,t} \cdot q_t + V_{p,t} \cdot p_t$$

### 1.1.4 Costos de Operación y de Capital (\*)

Los costos de operación ( $CO_t$ ) se construyen bajo el supuesto de que el costo unitario de operación será menor en la medida en que la producción de gas natural sea mayor, ésta es una forma de aproximar las economías a escala que tendría el campo productor respecto a dichos costos. Por ello el costo total expresado en millones de \$US por año se representa a través de la siguiente ecuación:

$$CO_t = (V_{gn,t} \cdot 176 + V_{p,t}) \cdot \frac{365}{1,000,000} \cdot \min\{5; 172 \cdot (V_{gn,t} \cdot 176 + V_{p,t})^{-0,5119}\}$$

Para estimar los requerimientos de inversión futuros se utilizaron tres conceptos: 1) perforación de pozos; 2) plantas y facilidades y; 3) ductos dentro el campo. Para determinar la inversión en perforación de pozos, primero es necesario conocer el número de pozos ( $n_t$ ), necesarios para cubrir la demanda, a través de la siguiente ecuación:<sup>24</sup>

$$n_t = \frac{V_{gn,t}}{\alpha_t} - \sum_{j=2}^{t-1} n_j$$

Donde:  $\alpha_0 = 5$  en el caso de campos pequeños,  $\alpha_0 = 40$  para los campos medianos y  $\alpha_0 = 71$  en campos grandes.<sup>25</sup>

El número de pozos que se perforará ( $m_t$ ) en un determinado año viene dado por:<sup>26</sup>

$$m_t = \frac{n_{t+1} + n_{t+2}}{2}$$

Los costos de perforación de pozos ( $cp_t$ ) para cada período se calculan a través de las siguientes fórmulas:

---

<sup>23</sup> Para simplicidad de la notación se omitió en la explicación la conversión de “\$US diarios” a “millones de \$US anuales”.

<sup>24</sup> El parámetro  $\alpha_t$  disminuye en 10% anualmente si las reservas se agotan en más del 90%.

<sup>25</sup> El parámetro  $\alpha_t$  está expresado en MM de pcd por cada pozo.

<sup>26</sup> Se asume que la perforación de un pozo se lleva a cabo en dos años.

$$cp_0 = \theta \cdot \beta + m_0 \cdot \beta$$

$$cp_t = m_t \cdot \beta \quad t = 1, \dots, T$$

Donde:  $\beta = 6$  en el caso de campos pequeños,  $\beta = 22$  para los campos medianos y  $\beta = 30$  en campos grandes.

Sólo para el caso de campos medianos y grandes la inversión<sup>27</sup> en plantas y facilidades se estima a través de las siguientes relaciones:

$$ipf_{-2} = \frac{16}{2} \cdot \Psi ; \quad ipf_{-1} = \frac{16}{2} \cdot \Psi$$

Y la inversión<sup>28</sup> en ductos dentro el campo ( $idc_t$ ) es: cero para campos pequeños, 49 para campos medianos y 130 en campos grandes. En este sentido, las inversiones totales son el resultado de agregar todos los componentes:

$$i_t = cp_t + ipf_t + idc_t \quad t = -2, \dots, 23$$

### 1.1.5 Flujo de Caja, Valor Presente Neto y Tasa Interna de Retorno (\*)

El resultado neto de cada período “t” se expresa a través de la siguiente ecuación:

$$PC_t = IT_t - CO_t - i_t$$

El valor presente neto (VPN) de la operación del campo es:

$$PC = \sum_{t=-2}^{23} \frac{PC_t}{(1+r)^t}$$

La tasa interna de retorno (TIR) se encuentra con la siguiente ecuación:

$$0 = \sum_{t=-2}^T \frac{PC_t}{(1+TIR)^{t+2}}$$

## 1.2 Participación del Estado (\*)

La Participación del Estado, regalías (R) e impuestos (I), puede ser medida sobre el beneficio y sobre los ingresos brutos a través de las siguientes ecuaciones:

<sup>27</sup> Expresada en millones de \$US.

<sup>28</sup> Expresada en millones de \$US anuales.

$$PE = \sum_{t=-2}^{23} \frac{(R+I)_t}{(1+r)^t} \frac{(IT_t - CO_t - i_t)}{(1+r)^t}$$

$$PET = \sum_{t=-2}^{23} \frac{(R+I)_t}{(1+r)^t} \frac{(IT_t)}{(1+r)^t}$$

El indicador PE es el utilizado generalmente en la industria petrolera internacional, puesto que mide cómo se dividen, entre el Estado y la compañía privada, los ingresos una vez deducidos los costos de operación y de capital. Por otra parte, el indicador PET mide la participación estatal como generalmente es discutida en Bolivia, es decir, sobre los ingresos brutos en Boca de Pozo.

### 1.3 Instrumentos (\*)

En esta sección se describirá los principales instrumentos fiscales utilizados por los distintos Estados en la explotación de los recursos naturales no renovables.<sup>29</sup>

#### 1.3.1 Regalías (\*)

Generalmente la regalía consiste en aplicar un porcentaje específico ( $\tau_r$ ) sobre el volumen o valor de la producción. En el caso del petróleo y gas natural, se aplica sobre la producción o el valor de la misma, medidos en Boca de Pozo. Por ello es un concepto que, dentro de su cálculo, no necesita la contabilización de los costos de operación e inversión realizados, es decir:

$$R_t = \tau_r \cdot (V_{gn,t} \cdot q_t + V_{p,t} \cdot p_t)$$

#### 1.3.2 Impuesto a la Producción (\*)

Generalmente consiste en un porcentaje ( $\tau_p$ ) fijo (o variable) aplicado sobre el total del volumen producido. De esta forma, ni siquiera es necesario conocer el precio de venta del recurso, dado que su cálculo es volumétrico, es decir:

$$IP_t = \tau_p \cdot V_{gn,t} + \tau_p \cdot V_{p,t}$$

#### 1.3.3 Impuesto a las Ventas (\*)

---

<sup>29</sup> Un detalle amplio sobre estos impuestos y la explotación óptima de recursos naturales no renovables puede encontrarse en: Dasgupta & Heal (1979), Gamponia & Mendelsohn (1985) y Boadway & Flatters (1993).



Consiste en aplicar un porcentaje ( $\tau_v$ ) sobre el valor bruto de ventas, una vez más, sin considerar los costos de operación e inversión. A diferencia de un impuesto sobre la producción, en este caso sí se toma en cuenta el precio de venta, como criterio para valorizar la producción obtenida, es posible representarlo a través de la siguiente ecuación:

$$IV_t = \tau_v \cdot (V_{gn,t} \cdot q_t + V_{p,t} \cdot p_t)$$

### 1.3.4 Impuesto sobre las Utilidades (\*)

Este impuesto consiste en aplicar un porcentaje ( $\tau_u$ ) sobre la utilidad de la compañía, es decir, los ingresos menos los costos de operación y capital (inversión). Para fines del modelo los costos de capital vienen dados por la depreciación de la inversión ( $\delta_t$ ) en cada período de tiempo. En caso de que este impuesto coexista con una regalía ( $\tau_r$ ) y un impuesto sobre la producción ( $\tau_p$ ), en muchos países se permite la deducción de estos dos últimos conceptos de la base imponible del Impuesto sobre las Utilidades, como se expresa en la siguiente ecuación:

$$IU_t = \tau_u \cdot (IT_t - CO_t - \delta_t - R_t - IP_t)$$

### 1.3.5 Impuesto sobre las Utilidades Extraordinarias (\*)

Resulta de aplicar una alícuota adicional a las utilidades extraordinarias, esta alícuota puede estar en función al precio ( $\tau_{ue}(q_t, p_t)$ )<sup>30</sup> o al volumen producido ( $\tau_{ue}(V_{gn,t}, V_{p,t})$ ).<sup>31</sup> Si por ejemplo, la base imponible es similar a la del impuesto sobre las utilidades y la alícuota está en función al precio del petróleo, entonces el pago de este impuesto puede expresarse de la siguiente forma:

$$IUE_t = \tau_{u,e}(p_t) \cdot (IT_t - CO_t - \delta_t - R_t - IP_t)$$

### 1.3.6 Escalas Variables y el Factor “R” (\*)

El Factor R es el uso de un porcentaje variable, ya sea del impuesto a la producción o de la regalía, en función al cociente entre los ingresos acumulados y los costos de operación y capital también acumulados. De acuerdo a la notación utilizada hasta el momento, el cociente FR puede determinarse a través de la siguiente expresión:

<sup>30</sup> Generalmente se cumple que:  $\frac{\partial(\tau_{ue}(q_t, p_t))}{\partial q_t} > 0$ ;  $\frac{\partial(\tau_{ue}(q_t, p_t))}{\partial p_t} > 0$ .

<sup>31</sup> Generalmente se cumple que:  $\frac{\partial(\tau_{ue}(V_{gn,t}, V_{p,t}))}{\partial V_{gn,t}} > 0$ ;  $\frac{\partial(\tau_{ue}(V_{gn,t}, V_{p,t}))}{\partial V_{p,t}} > 0$ .

$$FR_t = \frac{\sum_{t=-2}^{23} (IT_{t-1} - R_{t-1} - IP_{t-1} - IU_{t-1} - IUE_{t-1})}{\sum_{t=-2}^{23} (CO_{t-1} + i_{t-1})}$$

Si por ejemplo la regalía está en función a este cociente, se tiene que:

$$R_t = R_t(FR_t)$$

Donde  $\frac{\partial R_t}{\partial FR_t} > 0$ ; y generalmente  $\frac{\partial^2 R_t}{\partial FR_t^2} < 0$ , es decir, el incremento en la alícuota es cada vez más pequeño.

### 1.3.7 Participación Contractual (\*)

Generalmente en los contratos de operación, la participación contractual de la empresa estatal ( $\rho$ ) se aplica sobre los ingresos brutos de la operación:

$$PCY_t = \rho \cdot (V_{gn,t} \cdot q_t + V_{p,t} \cdot p_t)$$

Mientras que la participación en los contratos de producción compartida se aplica sobre los ingresos netos de los costos de operación y capital (depreciación):

$$PCY_t = \rho \cdot (V_{gn,t} \cdot q_t + V_{p,t} \cdot p_t - CO_t - \delta_t)$$

### 1.4 Análisis de Riesgo (\*)

El valor esperado para la decisión sobre explotar un campo de petróleo o gas natural puede expresarse a través de la siguiente ecuación:

$$VE = \sum_{k=1}^T p_k \cdot PC_k \quad \text{donde} \quad \sum_{k=1}^T p_k = 1; p_k \geq 0 \quad \forall k$$

Es decir, el valor esperado ( $VE$ ) es la probabilidad de ocurrencia  $p_k$  del estado  $k$ , de todo el conjunto posible de estados  $T$ , multiplicada por la ganancia de la compañía en el estado  $k$ , es decir,  $PC_k$ . Además se deben cumplir todas las condiciones necesarias para asegurar que no existen probabilidades negativas  $p_k \geq 0 \quad \forall k$  y se consideran todos los

escenarios posibles  $\sum_{k=1}^T p_k = 1$ . En este sentido los *estados*  $k$  podrían representar la existencia de pozos secos, los distintos niveles de producción que se podrían alcanzar, escenarios de precios posibles, etc. Más aún, también podrían representar escenarios conjuntos de, por ejemplo, precios altos y bajos niveles de producción.

La distribución de probabilidades de cada uno de los *estados*  $k$  muchas veces se obtiene de estudios geológicos, estudios de mercado e inclusive, dicha distribución proviene de las *conjeturas* subjetivas que tengan los inversionistas sobre el futuro del proyecto, este método algunas veces se denomina *The Factor Approach*.<sup>32</sup>

Finalmente para encontrar el **Punto de Quiebre Exitoso** o *Chance Factor* del escenario  $k$ , simplemente se halla la probabilidad de ocurrencia  $p_k$  que genere un valor esperado igual a cero,  $VE = 0$ , si por alguna razón se cumple que  $PC_k \leq 0 \forall k$  entonces se asume que la probabilidad es igual a cero (0).

---

<sup>32</sup> Johnston & Johnston (2002).

## 2. Período 1990 - 2005

### 2.1 Introducción

A lo largo de este capítulo se estudiará el alcance de dos leyes de hidrocarburos aprobadas en el período 1990 – 2005. La Ley N° 1194 de 1ro. de noviembre de 1990 aprobada durante el Gobierno de Jaime Paz Zamora y la Ley N° 1689 de 30 de abril de 1996, aprobada en la gestión de Gonzalo Sánchez de Lozada. Puesto que los documentos legales cubren un conjunto amplio de variables dentro de la política energética boliviana, el alcance mencionado se circunscribirá a la Participación Estatal en la generación de rentas hidrocarburíferas.

### 2.2 Ley de Hidrocarburos N° 1194<sup>33</sup>

#### 2.2.1 Marco General Contractual

Una de las principales características de la Ley N° 1194 es la introducción de los contratos de asociación. Hasta ese momento sólo estaban vigentes los contratos de operación establecidos en el Decreto Ley N° 10170 de 28 de marzo de 1972 aprobado por el entonces presidente, Hugo Bánzer Suárez.

En los contratos de operación<sup>34</sup> el contratista (empresa privada) ejecutaba con sus propios medios, a su riesgo y en representación de YPFB las fases de exploración y/o explotación

---

<sup>33</sup> La discusión de la Ley N° 1194 realizada en este libro tiene como base el estudio realizado en Medinaceli (2003).

<sup>34</sup> “ARTÍCULO 29°.- Contrato de Operación es aquel por el cual, el contratista ejecutará con sus propios medios y por su exclusiva cuenta y riesgo, a nombre y representación de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, las operaciones correspondientes a las fases de exploración y/o explotación dentro del área

dentro del área de contrato. Bajo esta figura legal YPFB no estaba obligada a efectuar ninguna inversión y si el descubrimiento era favorable esta empresa tenía derecho a una participación contractual de la producción. Por su parte, los contratos de asociación<sup>35</sup> originalmente eran un contrato de operación que establecía una opción de asociación a YPFB cuando se hubiese realizado el descubrimiento comercial. Por ello YPFB debía reconocer a la empresa contratista una parte de los costos de inversión, la misma que era definida contractualmente.

### 2.2.2 Sistema Tributario

Esta Ley establecía los siguientes instrumentos para la Participación Estatal para las fases de exploración y explotación de hidrocarburos, ya sea que el campo sea operado por YPFB, por las empresas privadas o por ambos:

- Una participación departamental, denominada regalía del 11% de la producción bruta en Boca de Pozo, para el departamento productor.
- Una Regalía Nacional Compensatoria del 1% de la producción bruta en Boca de Pozo, para Beni (2/3) y Pando (1/3).
- Un Impuesto Nacional del 19% de la producción bruta en Boca de Pozo.
- Un Impuesto a las Utilidades del 40% sobre la utilidad neta.
- De la producción de las empresas contratistas YPFB recibía una participación contractual, misma que también debía pagar las regalías del 12% y el Impuesto Nacional de 19%.<sup>36</sup>

Los tres primeros instrumentos eran calculados sobre la producción bruta en boca de pozo, y era atribución del entonces Ministerio de Energía e Hidrocarburos fijar, mediante Resolución Suprema, la metodología de cálculo de los precios de transferencia para el pago de estos tributos. Por otra parte, para el pago del Impuesto a las Utilidades la empresa privada podía acreditar el pago realizado por regalías y el Impuesto Nacional,<sup>37</sup>

---

materia del contrato, bajo el sistema de retribución a que se refiere la presente Ley en caso de ingresar a la fase de explotación.”

<sup>35</sup> “ARTÍCULO 54°.- Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos podrá realizar las fases de Exploración y/o Explotación de la industria de hidrocarburos, en forma conjunta con terceros, mediante Contratos de Asociación. La Participación de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos se efectuará a su sola opción y voluntad, en el desarrollo y explotación de cualquier descubrimiento que el contratista declare comercial y que Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos así lo acepte, gozando de los derechos y obligaciones del contratista.

<sup>36</sup> “ARTÍCULO 46.- Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos estará sujeto al pago de Impuestos y Regalías a que se refiere el artículo 73, correspondientes a su participación establecida en el artículo anterior.”

<sup>37</sup> El Impuesto a las Utilidades del 40% era una ficción contable que permitía a las empresas petroleras extranjeras deducir las regalías y el Impuesto Nacional que pagaban en Bolivia del Impuesto a las Utilidades que deben pagar dichas empresas en sus países de origen. Las normas tributarias en la mayoría de los países desarrollados establecen que las empresas deben pagar impuestos por las utilidades

por esta razón en los hechos este impuesto a las utilidades resultó ser una ficción contable (Müller 2003).

Revisada la siguiente normativa legal: Decreto Ley N° 10170 de abril de 1972 (Ley General de Hidrocarburos), Resolución Suprema N° 191875 de 19 de enero de 1980, Resolución Suprema N° 203863 de 2 de febrero de 1988, Decreto Supremo N° 21979 de 5 de agosto de 1988 y Decreto Supremo N° 23498 de 19 de mayo de 1993, se encontró que:

- a. El precio utilizado para el pago de tributos en el caso del petróleo/condensado y gasolina natural era el promedio aritmético de la siguiente canasta de productos: 1) Dubai Fatah de 32° API, 2) Minas de 34° API, 3) Saharan Blend de 44° API y 4) Bonny Light de 37° API.
- b. Para el caso del gas natural los precios utilizados eran los **precios reales de venta**, tanto en el mercado externo como interno. Finalmente para hallar el precio en Boca de Pozo **era posible deducir las tarifas de transporte** correspondientes y los costos de adecuación.

Además de los impuestos establecidos en la Ley N° 1194 YPFB transfirió al Estado Boliviano dos excedentes de gran importancia, el Excedente sobre las Ventas del Mercado Interno (ESMI) y el Excedente sobre la Exportación de Gas Natural (EXGN), aportes que no estaban establecidos en la Ley.

### **2.2.3 Recaudación Fiscal Upstream y Downstream**

La Tabla 6 presenta los tributos y aportes de YPFB al Estado Boliviano, tanto aquellos establecidos en las Leyes vigentes como aquellos discrecionales creados por el Poder Ejecutivo por Decreto Supremo o Resolución Ministerial, durante el período 1990-1995, es decir en el período de vigencia de la Ley N° 1194.

---

independientemente de donde se generen éstas, deduciendo para su pago únicamente el impuesto a las utilidades pagado en el extranjero. Es así que esta figura contable permitía la deducción de los impuestos pagados, dado que el 40% cubría el pago de ambos impuestos.

**Tabla 6: Transferencias de YPF al Estado Boliviano 1990 – 1995 (MM \$US)**

Concepto	1990	1991	1992	1993	1994	1995
<b>19% Impuesto Nacional</b>	<b>67.8</b>	<b>70.1</b>	<b>48.8</b>	<b>48.6</b>	<b>52.1</b>	<b>59.1</b>
Producción Petróleo	21.9	23.2	22.2	23.5	25.8	30.9
Exportaciones Gas Natural	39.8	41.2	20.4	15.5	15.5	15.6
Gasolina Natural y GLP	2.3	1.9	1.0	3.5	3.6	4.7
Venta de Gas Natural	3.8	3.4	4.4	4.9	6.1	6.8
Consumo propio de Gas Natural	-	0.4	0.8	1.2	1.1	1.2
<b>12% Regalías Departamentales</b>	<b>44.5</b>	<b>47.7</b>	<b>34.8</b>	<b>32.4</b>	<b>34.8</b>	<b>39.2</b>
Producción Petróleo	15.3	17.6	16.5	16.2	17.8	21.1
Exportaciones Gas Natural	25.3	26.4	13.6	9.9	10.0	10.0
Gasolina Natural y GLP	1.5	1.2	0.6	2.4	2.4	3.1
Venta de Gas Natural	2.4	2.2	3.1	3.1	3.9	4.3
Consumo propio de Gas Natural	-	0.3	1.0	0.8	0.7	0.7
<b>Excedentes Financieros</b>	<b>229.7</b>	<b>290.9</b>	<b>251.3</b>	<b>289.2</b>	<b>209.2</b>	<b>199.1</b>
Sobre ventas mercado interno	161.4	212.5	190.7	187.7	168.9	103.5
Ley 1606	-	-	-	-	-	58.7
Impuesto a Utilidades	-	-	-	-	-	10.0
Sobre exportación de gas natural	56.6	68.1	47.7	36.2	26.0	27.0
Otros	11.7	10.3	12.9	65.3	14.3	-
<b>Otros Impuesto Nacionales</b>	<b>45.7</b>	<b>59.0</b>	<b>72.0</b>	<b>70.7</b>	<b>71.7</b>	<b>67.5</b>
IVA sobre ventas	38.4	49.2	61.9	61.1	62.1	54.4
Impuesto a las Transacciones	7.3	9.8	10.1	9.6	9.6	13.1
<b>Total</b>	<b>387.7</b>	<b>467.7</b>	<b>406.9</b>	<b>440.9</b>	<b>367.8</b>	<b>364.9</b>

Fuente: "Estadística Petrolera en Bolivia 1923-1994" Gerencia de Planificación - División de Estadística, "Análisis Económico Financiero 1995" Gerencia de Finanzas y Contabilidad y Costos. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

El excedente sobre las ventas del mercado interno resultaba de aplicar un porcentaje fijo sobre las ventas de YPF en el mercado interno,<sup>38</sup> esta transferencia era realizada sobre el valor de ventas de las refinerías, es decir, en el *downstream* petrolero. En principio (y como se observó posteriormente) la transferencia sobre las ventas del mercado interno se convirtió en el Impuesto Especial a los Hidrocarburos y sus Derivados (IEHD), impuesto que grava la comercialización de productos en la etapa de refinación.

El excedente financiero sobre la exportación de gas natural no era un traspaso establecido en las leyes bolivianas, el mismo fue establecido por el Poder Ejecutivo<sup>39</sup> y consistía en un porcentaje fijo sobre las exportaciones de gas natural. Finalmente los otros excedentes

<sup>38</sup> El artículo único del Decreto Supremo 22237 de 30 de junio de 1989 establece: "Se incrementa hasta sesenta y cinco por ciento (65%), a partir de la fecha, las transferencias de recursos que Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos efectúa a favor del Tesoro General de la Nación, por la venta de hidrocarburos en el mercado interno."

<sup>39</sup> Se presume que este porcentaje está determinado en la Resolución Ministerial N° 03-87 del Ministerio de Planeamiento de 1987. Sin embargo, el acceso a esta norma legal no fue posible debido a que los archivos de dicha instancia gubernamental fueron destruidos en fecha 12 y 13 de febrero de 2003. Esta R.M. amplía el alcance de la Resolución de Consejo de Estabilización y Reactivación económica 026/86.

corresponden a la compensación de precios sobre facturas por exportación de gas natural y compensación de deudas con la República Argentina.

Claramente el sistema tributario aplicado al sector petrolero durante esta época no era claro y estaba sujeto al manejo discrecional del Poder Ejecutivo. En este sentido, las reformas introducidas a partir de mediados de la década de los noventa intentaron estructurar un marco tributario más estable. Por esta razón, las nuevas Leyes aprobadas crean, modifican y/o mantienen tributos a través de la norma legal adecuada, es decir con Leyes de la República.

### **2.3 Ley de Hidrocarburos N° 1689**

Los principales cambios ocurridos en el sistema tributario aplicado al sector petrolero, a mediados de la década de los noventa, se encuentran enmarcados en un conjunto de Leyes, tanto sectoriales como generales. El criterio de presentación adoptado en el presente documento es dividir estas modificaciones de acuerdo a los tributos vigentes en el período de análisis, es decir, 1998 - 2005.

#### **2.3.1 Regalías y Participaciones**

Las regalías y participaciones que se pagaron dependían del tipo de hidrocarburo considerado, la Ley de Hidrocarburos N° 1689 distinguía entre Hidrocarburos Nuevos y Existentes. Los Hidrocarburos Existentes eran los correspondientes a las reservas probadas de los reservorios en producción a la fecha de vigencia de esta Ley y certificadas, al 30 de abril de 1996, por empresas especializadas en base a normas generalmente aceptadas en la industria petrolera. Los Hidrocarburos Nuevos eran aquellos no contenidos en la definición de hidrocarburos existentes.<sup>40</sup>

La producción de Hidrocarburos Existentes debía pagar, en Boca de Pozo, los siguientes tributos: a) Una participación departamental, denominada regalía del 11% destinada al departamento productor; b) una regalía del 1% destinada a los departamentos de Beni y Pando; c) la participación YPFB-TGN del 6% destinada a cubrir el presupuesto de YPFB y el resto transferido al Tesoro General de la Nación (TGN); d) una Participación Nacional del 19% y; e) la Regalía Nacional Complementaria del 13% destinada al TGN. Por otra parte, la producción de Hidrocarburos Nuevos debía pagar las regalías del 11% y 1% y la participación YPFB – TGN del 6%, es decir el 18%, tal como se muestra en la Tabla 7.

---

<sup>40</sup> La definición original de la Ley N° 1689 fue modificada por el artículo 9 de la Ley N° 1731.



**Tabla 7: Regalías y Participaciones- Ley de Hidrocarburos N° 1689**

Concepto	Hidrocarburos	Hidrocarburos
	Nuevos	Existentes
Regalía Departamental	11%	11%
Beni y Pando	1%	1%
YPFB - TGN	6%	6%
Regalía Nacional Complementaria	-	13%
Participación Nacional	-	19%
<b>Total "Tributos Ciegos"</b>	<b>18%</b>	<b>50%</b>

Vale la pena señalar que el 18% y el 50% no son cifras definitivas, puesto que la producción de Hidrocarburos Nuevos era sujeta del Impuesto a las Utilidades, el Impuesto a la Remisión de Utilidades al Exterior, la alícuota del Surtax, que en conjunto podrían incrementar este porcentaje (Artículo 77 de la Ley N° 1689).

Por otra parte, y para asegurar que la producción de Hidrocarburos Existentes tribute sólo el 50% de su producción en Boca de Pozo, el artículo 83 de la Ley N° 1689 establecía que los pagos realizados por concepto del Impuesto a las Utilidades de las Empresas y del Impuesto a la Remisión de Utilidades al Exterior, atribuibles a los Hidrocarburos Existentes, eran acreditables contra el pago de la Regalía Nacional Complementaria (RNC) del 13%. Para establecer dichas acreditaciones se aplicaba la relación porcentual entre los ingresos brutos provenientes de los Hidrocarburos Existentes, dividido entre el total de los ingresos brutos percibidos. Por ejemplo, si el porcentaje de participación de los Hidrocarburos Existentes dentro de las ventas brutas de la empresa era el 50%, entonces la empresa podía utilizar, como crédito fiscal para el pago posterior de la RNC, el 50% de lo efectivamente pagado por Impuesto a las Utilidades y a la Remisión de Utilidades al Exterior.

Los precios utilizados para valorizar los porcentajes sujetos de tributación merecen una atención especial. Primero, son precios en Boca de Pozo, por tanto, a los precios de exportación o en *city gate* se debía deducir la tarifa de transporte correspondiente. Segundo, el precio utilizado para el pago de las regalías de gas natural era el promedio ponderado de los precios, deducido el promedio ponderado de las tarifas de transporte del mercado interno y externo. Esto implica que la regalía efectiva para las empresas resultaba, en algunos casos, mayor al 18% y en otros, menor a este porcentaje.

Los precios utilizados para el pago de las participaciones del gas natural eran los promedios ponderados del mercado externo e interno **por separado**. Los precios utilizados para el pago de regalías y participaciones de líquidos eran el precio de venta efectivo o el promedio de una canasta de precios de crudos internacionales.

### 2.3.2 Patentes

Los artículos 45, 46, 47 y 49 de la Ley N° 1689 establecían que los operadores de los contratos de riesgo compartido debían pagar una patente anual por las áreas sujetas a

dicho contrato en los períodos de exploración, explotación y retención de hidrocarburos. En las áreas tradicionales se pagaban patentes de acuerdo a la siguiente escala:<sup>41</sup>

- a. Del primer al tercer año inclusive, Bs. 2.50 por hectárea.
- b. Del año cuarto al quinto inclusive, Bs. 5.00 por hectárea.
- c. Del año sexto al año séptimo inclusive, Bs. 10.00 por hectárea.
- d. Del año octavo en adelante, Bs. 20.00 por hectárea.

Para las áreas clasificadas como no tradicionales, el valor de la patente era el 50% de los montos señalados con anterioridad, ello para incentivar la exploración en dichas áreas. Por otra parte, estas patentes tenían dos tipos de actualización, en función a la devaluación del Boliviano respecto al Dólar Americano y en función a la tasa de inflación de los Estados Unidos de América.

### **2.3.3 Impuestos**

La Ley N° 1606 de 22 de diciembre de 1994 derogó el Impuesto a la Renta Presunta de las Empresas creando es su reemplazo el Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas, además incorporó al Régimen Impositivo General al sector petrolero, que hasta ese momento tenía un régimen especial.

En este sentido, el sector hidrocarburos también debía tributar aquellos impuestos establecidos en la Ley N° 843 (Texto Ordenado), es decir: a) Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas (IUE) con una alícuota del 25%; b) Impuesto a la Remisión de Utilidades al Exterior (IRUE) con una alícuota efectiva del 12.5% del total remesado; c) la alícuota adicional a las utilidades extraordinarias (*Surtax*) con una alícuota del 25%; d) el Impuesto al Valor Agregado del 13% y; e) pese a que en un principio el sector estaba exento del Impuesto a las Transacciones, luego fue incorporado con una alícuota del 3%.

Debido al mecanismo de acreditación explicado en el punto anterior, la producción clasificada como Hidrocarburo Existente no pagaba el IUE ni el IRUE; respecto al pago del *Surtax* la reglamentación no era clara, puesto que no establece un vínculo explícito con la definición de Hidrocarburos Existentes.

#### **2.3.3.1 Impuesto sobre las Utilidades**

Respecto al IUE de acuerdo al artículo 38 de la Ley N° 843 (Texto Ordenado), son sujetos del Impuesto a las Utilidades aquellas empresas dedicadas a la exploración, explotación, refinación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos.

---

<sup>41</sup> Si bien el artículo 45 de la Ley de Hidrocarburos N° 1689 establecía que YPFB era la institución que pagaba las patentes de forma anual, el artículo 49 de la misma Ley mencionaba que “Los participantes con YPFB en contratos de riesgo compartido para la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos reembolsarán a YPFB los montos pagados por ,ésta por concepto de las patentes a que se refiere el presente Capítulo”, por este motivo se menciona que eran los operadores de los campos quienes pagaban esta obligación.

Algunas características de este impuesto relevantes son: a) Es posible deducir el pago de regalías y participaciones hechas por la empresa (Artículo 14 Decreto Supremo N° 24051); b) respecto a los gastos de capital, se admite una deducción por depreciación (Anexo del Artículo 22 Decreto Supremo N° 24051); c) es posible deducir las pérdidas de la empresa de gestiones inmediatamente anteriores (Artículo 48 Ley N° 843) y d) no es posible deducir el pago del Impuesto al Valor Agregado (Artículo 14 Decreto Supremo N° 24051).

### 2.3.3.2 Surtax

De acuerdo a la Ley N° 1731 de 25 de noviembre de 1996, que amplía el alcance de la Ley N° 843, las actividades extractivas son gravadas con una alícuota adicional del 25% sobre las utilidades extraordinarias (*Surtax*), y mediante Decreto Supremo N° 24764 de 30 de julio de 1997 se reglamenta su pago, siendo sus características más importantes las señaladas a continuación:

- La utilidad imponible se determina en función al valor de los hidrocarburos en boca de pozo, utilizando para este fin la misma metodología de valoración empleada en el pago del 6% de participación a favor de YPF (Artículo 3 Decreto Supremo N° 24764).
- En cualquier año la empresa puede deducir hasta un 33% de las inversiones acumuladas, en el caso de que el monto deducido sea menor al 33% la diferencia no será acumulable al 33% de los períodos siguientes (Artículo 51 bis., inciso a del Texto Ordenado de la Ley N° 843 y artículo 4 del Decreto Supremo N° 24764).
- También se puede deducir el 45% del valor de la producción en boca de pozo por cada campo productivo (Artículo 51 bis., inciso b del Texto Ordenado de la Ley N° 843), teniendo un límite de Bs. 250 millones al tipo de cambio de Bs./\$us 5.05. El artículo 12 del Decreto Supremo N° 24764 establece la siguiente fórmula de actualización de este monto:

$$MA = \frac{MO * TC * ID}{5.05 * 118.2}$$

Donde:

MA = Monto Actualizado

MO = Monto Original Bs 250.000.000

TC = Tipo de Cambio vigente el día de presentación del cálculo de las utilidades netas.

ID = Índice de inflación del Dólar Americano basado en los precios al consumidor, publicado en “International Financial Statistics” del FMI, correspondiente al promedio del antepenúltimo mes de la fecha de presentación del cálculo de la utilidad neta.

5.05 = Tipo de Cambio vigente al 30 de abril de 1996

118.2 = Es el índice determinado para ID.

Sin embargo, el cambio en la base del índice de precios de EEUU publicada por el FMI hace que la nueva fórmula a estimarse sea:

$$MA = \frac{MO * TC * ID}{5.05 * 101.3}$$

- Los costos comunes que se permiten deducir son aquellos apropiados en proporción a los ingresos brutos de las actividades extractivas (Artículo 3, inciso b, Decreto Supremo N° 24764).
- No son deducibles: costos de operación, intereses pagados, inversiones acumuladas incurridas antes de la gestión fiscal de 1991, inversiones relacionadas con actividades fuera de los contratos y los permisos de reconocimiento superficial, costos de la casa matriz, costos generales de la casa matriz, costos de comercialización, transporte, refinación, industrialización o distribución de gas natural por redes, costos de operaciones no hidrocarburíferas, costos asociados con la adquisición de derechos o beneficios obtenidos en contratos o permisos, costos asociados con el manejo de cualquier operación conjunta o interés directo o indirecto en un contrato de riesgo compartido o de operación, conceptos no deducibles para la determinación del Impuesto sobre las Utilidades de la Empresa previstas en el Decreto Supremo N° 24051 de 29 de junio de 1995, costos por adquisición de acciones en cualquier empresa, costos por actividades efectuadas fuera del país y pérdidas y penalidades (Artículo 6 Decreto Supremo N° 24764).

### 2.3.3.3 Impuesto a la Remisión de Utilidades al Exterior

El artículo 51 del Texto Ordenado en 2001 de la Ley N° 843 indica lo siguiente: “Cuando se paguen rentas de fuente boliviana a beneficiarios del exterior, se presumirá, sin admitir prueba en contrario, que la utilidad neta gravada será equivalente al 50% (CINCUENTA POR CIENTO) del monto total pagado o remesado. Quienes paguen o remesen dichos conceptos a beneficiarios del exterior, deberán retener, con carácter de pago único y definitivo, la tasa del 25% (VEINTICINCO POR CIENTO) de la utilidad neta gravada presunta.”

El artículo 34 del Decreto Supremo N° 24501 establece que quienes “...paguen, acrediten o remitan a beneficiarios del exterior rentas de fuente boliviana de las detalladas en los Artículo 4° del presente reglamento y 19° y 44° de la Ley N° 843 (Texto Ordenado en 1995), deberán retener y pagar hasta el día quince (15) del mes siguiente a aquél en que se produjeron dichos hechos la alícuota general del impuesto sobre la renta neta gravada equivalente al cincuenta por ciento (50%) del monto total acreditado, pagado o remesado.”

### 2.3.4 **Resumen**

La Tabla 8 presenta el resumen de las regalías, participaciones e impuestos explicados anteriormente; no se incluyen el IVA, IT ni el pago de patentes para simplificar el análisis.<sup>42</sup> Mientras que la producción de Hidrocarburos Nuevos, además del 18%, también debía pagar los impuestos sobre las utilidades (IUE, IRUE y *Surtax*), los Hidrocarburos Existentes sólo debían eran sujetos del 50% por regalías y participaciones y el *Surtax*.

**Tabla 8: Resumen Tributos – Ley de Hidrocarburos N° 1689**

Concepto	Hidrocarburos	Hidrocarburos
	Nuevos	Existentes
Regalía Departamental	11%	11%
Beni y Pando	1%	1%
YPFB - TGN	6%	6%
Regalía Nacional Complementaria	-	13%
Participación Nacional	-	19%
<b>Total "Tributos Ciegos"</b>	<b>18%</b>	<b>50%</b>
Impuesto sobre las Utilidades	✓	x
Impuestos a la Remisión de Utilidades al Exterior	✓	x
Surtax	✓	✓

### 2.3.5 Recaudación fiscal

La Tabla 9 presenta los resultados, en términos de recaudación fiscal, de todos los conceptos analizados anteriormente para el sector de exploración y explotación de hidrocarburos, durante el período 1998-2005. Claramente el grueso del aporte del sector al Estado viene en la forma de regalías y participaciones; sin embargo, no es despreciable el incremento que tuvieron las recaudaciones por los impuestos sobre las utilidades y patentes. La recaudación por el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) será analizada en el capítulo siguiente, toda vez que fue aprobado mediante la Ley de Hidrocarburos N° 3058.

**Tabla 9: Recaudación Fiscal del *Upstream* (MM \$US)**

Concepto <sup>(1) (2) (3)</sup>	1998	1999	2000 (p)	2001 (p)	2002 (p)	2003 (p)	2004 (p)	2005 (p)
Regalías y Participaciones	115.2	99.7	180.1	187.7	172.7	219.3	287.3	317.4
Regalía Departamental (11%)	29.5	32.0	55.9	65.3	64.6	90.2	129.0	180.5
Beni y Pando (1%)	2.7	2.9	5.1	5.9	5.9	8.2	11.7	16.4
YPFB - TGN (6%)	18.7	18.2	33.1	36.9	36.3	48.2	65.9	92.3
RNC y PN (Hid. Existentes)	64.2	46.6	86.0	79.5	66.0	72.6	80.7	28.2
Patentes	6.7	8.1	9.2	8.2	8.2	7.4	6.1	4.8
Impuestos a las Utilidades	8.0	7.2	9.0	20.0	9.3	10.1	30.5	62.6
IVA, RC - IVA, IT	19.8	16.6	22.1	27.6	11.3	13.7	21.5	20.0
IDH	-	-	-	-	-	-	-	337.7
<b>TOTAL</b>	<b>149.7</b>	<b>131.6</b>	<b>220.4</b>	<b>243.5</b>	<b>201.6</b>	<b>250.5</b>	<b>345.5</b>	<b>742.5</b>

Fuente: Servicio de Impuestos Nacionales, Ministerio de Hidrocarburos, YPFB.

(1) Los datos del IVA, IT, Impuestos a las Utilidades consideran los pagos en efectivo y valores

(2) Los datos los Impuestos a las Utilidades incorporan el Impuesto sobre las Utilidades, el Impuesto a la Remisión de Utilidades al Exterior y la Alícuota Adicional a las Utilidades Extraordinarias (*Surtax*).

(3) La Regalía Nacional Complementaria (13%) y la Participación Nacional (19%) sólo la pagaban los hidrocarburos existentes.

(p) Preliminar

Elaboración: Propia

<sup>42</sup> Las razones son las siguientes: a) Cuando la producción se exporta no se paga ni el IVA ni el IT y; b) el pago de patentes puede variar si el campo se encuentra en la etapa de exploración o explotación.

## 2.4 Algunas Consideraciones Importantes

### 2.4.1 Comparando las Leyes N° 1194 y N° 1689

En esta sección se comparará las recaudaciones obtenidas con ambos tipos de Leyes y la participación Estatal en la explotación de cada campo, **en condiciones de mercado similares**, toda vez que los precios de venta del gas natural y petróleo podrían condicionar los resultados si sólo se analiza la recaudación global.

¿Es correcto comparar la Tabla 6 con la Tabla 9? La respuesta es: sólo bajo ciertas circunstancias. Resulta que la Tabla 6 considera el aporte fiscal tanto de *upstream* como del *downstream*, mientras que la Tabla 9 sólo considera la recaudación del *upstream*; la razón para ello es clara, durante la vigencia de la Ley N° 1194 era YPFB la empresa que operaba todas las actividades de la cadena productiva, por ello su aporte al Estado consideró los impuestos de toda la cadena; por su parte, la Ley N° 1689 permite la desagregación de tributos en función a los segmentos de dicha cadena. Por esta razón, para poder comparar las cifras será necesario descontar en la Tabla 6 aquellos impuestos y tributos aplicados al *downstream*, o dicho de otra forma, aquellos impuestos que finalmente los pagaba el consumidor.

Revisando la Tabla 6 se aprecia que los **excedentes financieros** “Sobre Ventas Mercado Interno” y “Ley N° 1606”<sup>43</sup> eran impuestos que no correspondían al *upstream*, toda vez que eran agregados al precio final de los derivados del petróleo, por ello, para realizar el análisis comparativo, será necesario eliminar estos dos conceptos. Por otra parte, existe la duda si el IVA e IT que pagaba YPFB debe tener el mismo tratamiento, toda vez que son impuestos que podían aplicarse en el *downstream* y *upstream*. Dado que no es posible desagregar el IVA e IT en cada uno de los componentes de la cadena,<sup>44</sup> el análisis comparativo considerará dos escenarios, en el primero no se toma en cuenta estos dos últimos impuestos y en el segundo sí se lo hará.

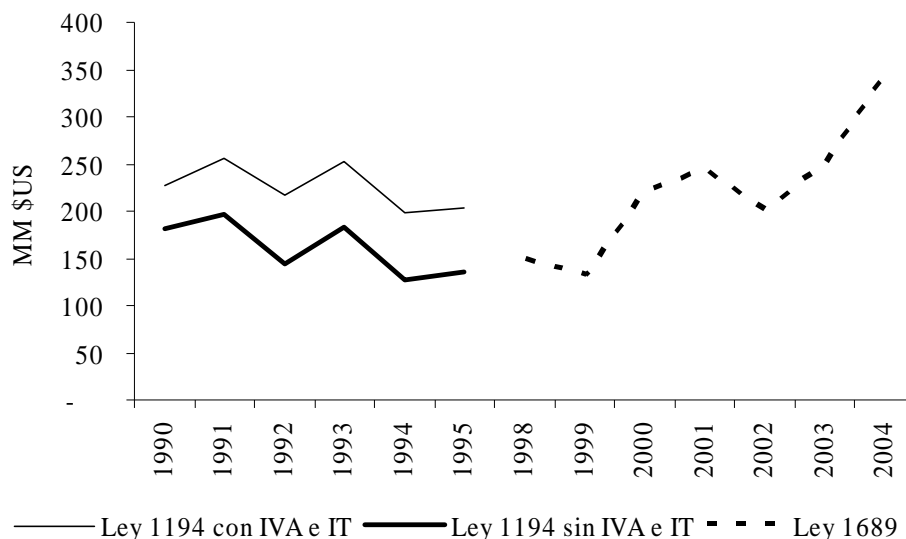
La Figura 7 presenta el resultado del ejercicio descrito anteriormente, vale la pena aclarar que no se considera los años 1996, 1997 y 2005, porque fueron años de cambio de sistemas, por ello la información disponible es poco precisa. Queda claro que con las modificaciones introducidas con la Ley de Hidrocarburos N° 1689 la recaudación en términos absolutos no varió, de hecho se observa un ligero incremento durante los últimos años.

---

<sup>43</sup> Que luego se llamó Impuesto Especial a los Hidrocarburos y sus Derivados (IEHD).

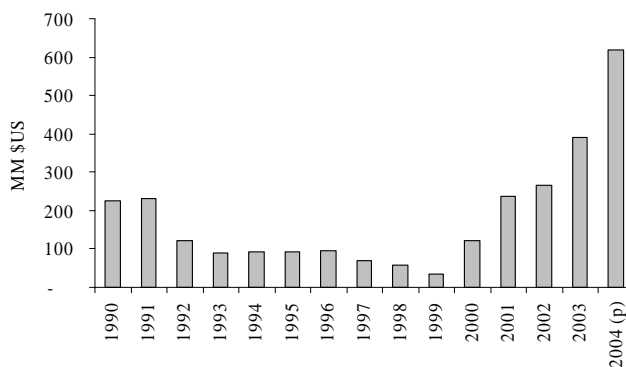
<sup>44</sup> Este ejercicio requeriría que el pago total del IVA e IT que realizó YPFB se descomponga en cada componente de la cadena, puesto que al momento de elaborar este documento no se disponía de información sobre los costos de operación de YPFB durante este período no fue posible realizar este ejercicio.

**Figura 7: Recaudación Comparada Leyes 1194 y 1689 (MM \$US)**



No obstante el resultado anterior, la crítica que podría surgir al análisis es la siguiente: “La recaudación no disminuyó porque el tamaño del ‘negocio’ se expandió, por ello, no sólo debe analizarse la recaudación absoluta sino también la relativa” Razonamiento que es válido, toda vez que, por ejemplo, el nivel de exportaciones observado en el período 1990 – 1995 está por debajo del observado en el período 1998 – 2004 tal como se observa en la Figura 8.

**Figura 8: Exportaciones de Hidrocarburos (MM \$US)**



Con el objetivo de comparar la participación Estatal en las dos Leyes de Hidrocarburos sujetos de análisis, es necesario estandarizar las condiciones de mercado y costos para un determinado proyecto. Por ello a continuación se presentarán los resultados obtenidos de un flujo de caja teórico operado bajo las dos Leyes mencionadas, los detalles de la construcción de estos escenarios se encuentran en el siguiente capítulo.

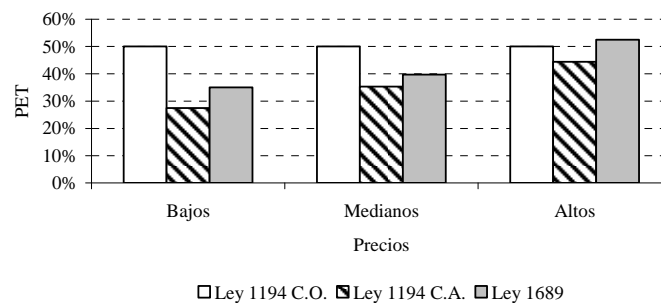
La Figura 9 presenta el análisis comparativo de los contratos de operación (C.O.) y asociación (C.A.) de la Ley N° 1194 y los contratos de riesgo compartido de la Ley N° 1689 para el caso de los Hidrocarburos clasificados como nuevos, en el caso de un

campo pequeño y tres niveles de precios: bajos, medianos y altos.<sup>45</sup> Los indicadores comparados son: la Participación Estatal Tradicional (PET)<sup>46</sup> y el Valor Actual Neto (VAN) que obtendría el operador del campo.

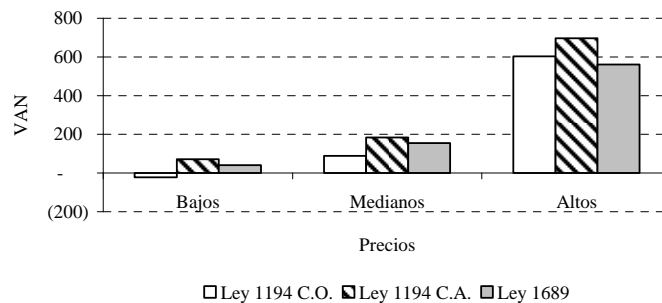
Un primer hecho que vale la pena destacar es que si bien los contratos de operación permitían una PET del 50% en cualquier escenario de precios, cuando éstos eran bajos el VAN del operador es negativo, por tanto no existía el incentivo para operar este campo; en este sentido, los contratos de asociación y de riesgo compartido son más flexibles dado que si bien no permiten una participación del 50%, logran que la operación del campo sea rentable.

También vale la pena destacar el hecho de que con precios elevados la PET, en el caso de los contratos de riesgo compartido de la Ley N° 1689, sobrepasa el 50%. Si bien las regalías y participaciones alcanzaban el 18%, los impuestos sobre las utilidades, a nivel teórico, permitían que este porcentaje se incremente a niveles mayores a los obtenidos en los contratos de operación y asociación, por supuesto sin desmejorar mucho la rentabilidad para la explotación del campo.

**Figura 9: Análisis Comparativo - Campo Pequeño**  
Participación Estatal Tradicional



**Valor Actual Neto del Operador**



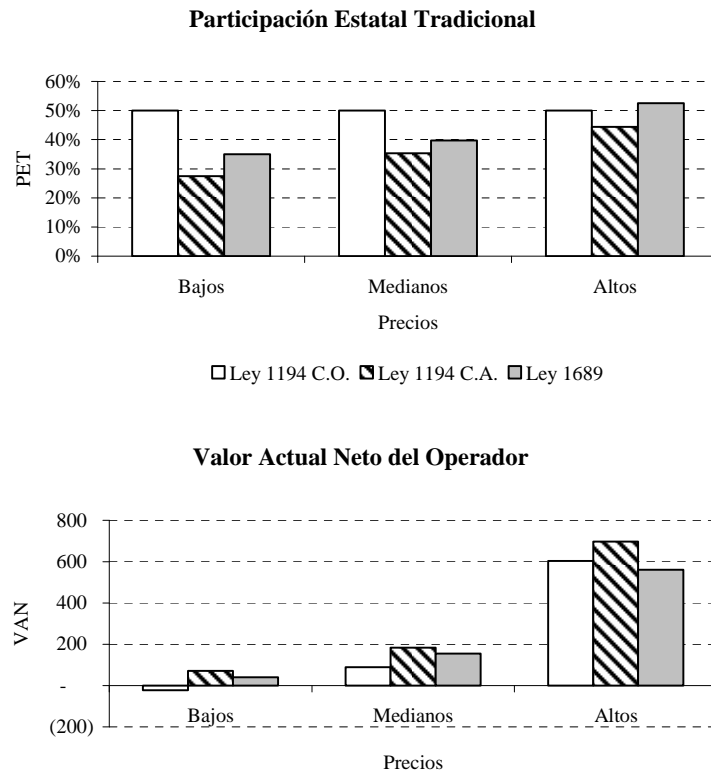
<sup>45</sup> Precios bajos, es aquella situación donde el precio del gas natural es de \$US/MM BTU 1.00 y el de los líquidos \$US/Barril 15.00. Precios medios, es aquella situación donde el precio del gas natural es de \$US/MM BTU 1.50 y el de los líquidos \$US/Barril 25.00. Precios altos, es aquella situación donde el precio del gas natural es de \$US/MM BTU 4.00 y el de los líquidos \$US/Barril 60.00. Todos estos precios están en Boca de Pozo.

<sup>46</sup> Es decir aquella comparada con los ingresos brutos.



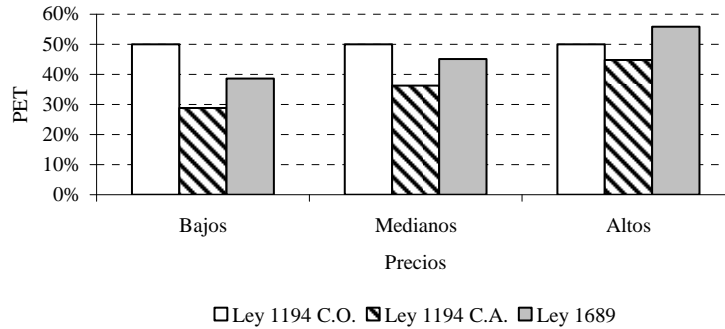
La Figura 10 presenta el análisis comparativo, explicado anteriormente, para la operación de un campo mediano. En este caso se mantiene el hecho de que los contratos de operación permiten una participación del 50% pero no incentivan a explotar el campo cuando los precios son bajos. También se observa que con precios elevados la PET en el caso de los contratos de riesgo compartido es mayor al 50%, por tanto, el VAN del operador es menor.

**Figura 10: Análisis Comparativo - Campo Mediano**

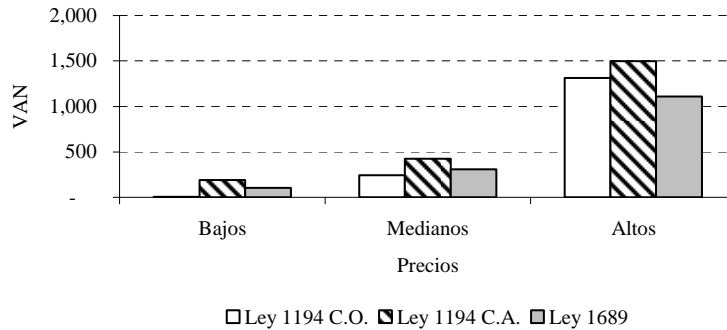


Finalmente la Figura 11 presenta los resultados comparativos para el caso de un campo grande. La tendencia respecto a los escenarios anteriores no se modifica, permanece el desincentivo a explotar un campo cuando los precios son bajos y cuando éstos son altos, la PET en el caso de los contratos de riesgo compartido es mayor al 50%. Cabe aclarar que todos los resultados hallados responden al supuesto de que los impuestos sobre las utilidades (IUE, IRUE y *Surtax*) se aplican completamente.

**Figura 11: Análisis Comparativo - Campo Grande  
Participación Estatal Tradicional**



**Valor Actual Neto del Operador**



#### 2.4.2 ¿Sólo fue el 18%?

Existe la creencia, casi generalizada, de que durante el período de aplicación de la Ley de Hidrocarburos N° 1689 el porcentaje de tributos que recibió el Estado Boliviano sólo fue el 18% del total de las ventas en Boca de Pozo, por esta razón, en esta sección se analizará si efectivamente sucedió así.

La Tabla 10 presenta la participación de los tributos señalados en la Tabla 9 respecto a los ingresos en Boca de Pozo.<sup>47</sup> Queda claro que durante este período el porcentaje total de tributos del *upstream* del sector hidrocarburos fue mayor al 18%, las razones para este hecho son: 1) la producción de los campos clasificados como Hidrocarburos Existentes tributaba el 50%, por ello contribuyó a que, en promedio, el porcentaje de tributación fuese mayor y; 2) el pago de los impuestos sobre las utilidades, IVA, IT y patentes, si bien fue pequeño, pero no despreciable.

<sup>47</sup> Para realizar este cálculo se utilizó una simple “regla de tres” mediante la cual a través del 11% de la recaudación por concepto de la regalía departamental se estimó el 100% de los ingresos en Boca de Pozo. Es necesario aclarar que este cálculo no considera que dicha regalía departamental para el caso del petróleo y condensado consideraba una canasta de precios internacionales del petróleo, razón por la cual en este caso el 11% podría ser mayor, no en montos significativos.

**Tabla 10: Tributos respecto a los ingresos en Boca de Pozo**

Concepto <sup>(1) (2) (3)</sup>	1998	1999	2000 (p)	2001 (p)	2002 (p)	2003 (p)	2004 (p)	2005 (p)
Regalías y Participaciones	43%	34%	35%	32%	29%	27%	25%	19%
Regalía Departamental (11%)	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	11%
Beni y Pando (1%)	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
YPFB - TGN (6%)	7%	6%	7%	6%	6%	6%	6%	6%
RNC y PN (Hid. Existentes)	24%	16%	17%	13%	11%	9%	7%	2%
Patentes	2%	3%	2%	1%	1%	1%	1%	0%
Impuestos a las Utilidades	3%	2%	2%	3%	2%	1%	3%	4%
IVA, IT	7%	6%	4%	5%	2%	2%	2%	1%
IDH	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	21%
<b>TOTAL</b>	<b>56%</b>	<b>45%</b>	<b>43%</b>	<b>41%</b>	<b>34%</b>	<b>31%</b>	<b>29%</b>	<b>45%</b>

Fuente: Servicio de Impuestos Nacionales, Ministerio de Hidrocarburos, YPFB.

(1) Los datos del IVA, IT, Impuestos a las Utilidades consideran los pagos en efectivo y valores

(2) Los datos los Impuestos a las Utilidades incorporan el Impuesto sobre las Utilidades, el Impuesto a la Remisión de Utilidades al Exterior y la Alícuota Adicional a las Utilidades Extraordinarias (Surtax).

(3) La Regalía Nacional Complementaria (13%) y la Participación Nacional (19%) sólo la pagaban los hidrocarburos existentes.

(p) Preliminar

Elaboración: Propia

Ciertamente si la Ley de Hidrocarburos N° 1689 hubiese continuado aplicándose, la presencia de Hidrocarburos Existentes hubiese disminuido y por tanto, el porcentaje de de las regalías y participaciones eventualmente hubiese llegado al 18%. Anticipando ello era menester que los impuestos sobre las utilidades (IUE, IRUE y *Surtax*) operen activamente, para ello era necesario que las tasas de depreciación, **durante el período 1997-2007**, fueran **elevadas** de forma tal que el pago de estos impuestos se difiera al futuro, cuando justamente los Hidrocarburos Existentes se hubieran agotado.

La percepción pública fue distinta, se pensó que toda la producción provenía de Hidrocarburos Nuevos y por tanto el porcentaje de tributación total sólo llegó al 18%. Ello sumado al hecho de que los impuestos a las utilidades eran pequeños, debido a las elevadas tasas de depreciación, generó la percepción de que el sector que comprende la exploración y explotación sólo aportó con el 18% de sus ingresos en Boca de Pozo y este porcentaje no se hubiese incrementado en el futuro.

## 2. Período 1990 – 2005 (\*)

### 2.1 Introducción (\*)

En esta sección se presentará el análisis numérico de los contratos establecidos en las Leyes de Hidrocarburos N° 1194 y N° 1689, de 1990 y 1996 respectivamente. Sobre el modelo general presentado en el primer capítulo se añadirán los supuestos correspondientes a cada una de las normas legales analizadas. Luego se estudiará la participación estatal para distintos tamaños de campos de gas natural y petróleo con el fin de comparar estas normas legales en condiciones de mercado similares.

### 2.2 Ley de Hidrocarburos N° 1194 (\*)

#### 2.2.1 Supuestos (\*)

Esta Ley establecía que la participación del Estado se realizaba a través de tres instrumentos:

- a. Las regalías departamentales ( $\tau_r$ ) del departamento productor, Beni y Pando equivalentes al 12% de la producción.
- b. Un impuesto a la producción ( $\tau_p$ ) denominado Impuesto Nacional equivalente al 19% de la producción.
- c. Una participación de YPFB ( $\rho$ ) generalmente igual al 19% de la producción total.

- d. Un impuesto a las utilidades ( $\tau_u$ ) del 40% acreditable contra los impuestos mencionados anteriormente.

De esta forma el pago de las regalías, el impuesto nacional y la participación de YPFB puede resumirse en la siguiente ecuación:

$$R_t + IP_t + PCY_t = (\tau_r + \tau_p + \rho) \cdot (V_{gn,t} \cdot q_t + V_{p,t} \cdot p_t)$$

Dado que el pago del Impuesto sobre las Utilidades podía acreditarse contra el pago de los conceptos arriba mencionados, entonces la ecuación pertinente es:<sup>48</sup>

$$IU_t = \max[\tau_u \cdot (IT_t - CO_t - \delta_t - R_t - IP_t - PCY_t) - R_t - IP_t, 0]$$

En los **Contratos de Operación** la compañía ejecutaba toda la inversión a su cuenta y riesgo, por ello YPFB, para ejercer su derecho contractual, no le reconocía la inversión ejecutada, en este sentido el valor presente del beneficio de la compañía es:

$$PC = \sum_{t=-2}^{23} \frac{(IT_t - CO_t - i_t - R_t - IP_t - PCY_t - IU_t)}{(1+r)^t}$$

La principal diferencia de la Ley N° 1194 y la pasada norma fue la introducción de los **Contratos de Asociación**, los mismos que tenían como objetivo central atraer mayor inversión privada extranjera al sector. Desde un punto de vista financiero, en un **Contrato de Asociación**, YPFB reconocía a la compañía una parte de los costos de inversión. Si se asume que YPFB, en nombre del Estado Boliviano, participaba en el 50% de los ingresos brutos, entonces debía reconocer igual porcentaje de la inversión, por ello el valor presente del beneficio de la compañía es:

$$PC = \sum_{t=-2}^{23} \frac{(IT_t - CO_t - i_t - R_t - IP_t - PCY_t - IU_t)}{(1+r)^t} + 0.5 \cdot \sum_{t=-2}^{23} i_t$$

A diferencia de los contratos de operación en los de asociación la expresión  $0.5 \cdot \sum_{t=-2}^{23} i_t$  en teoría debería haber incentivado a mayor inversión en el sector, puesto que podía ser un ingreso de recursos (para la compañía privada) al comenzar las operaciones tal como se asume en esta sección.<sup>49</sup>

Finalmente estos contratos serán evaluados en función a los siguientes escenarios de precios:

<sup>48</sup> Para fines comparativos, entre las Leyes de Hidrocarburos N° 1689 y N° 1194, se asume que la tasa de depreciación de la inversión es la misma.

<sup>49</sup> Dependía del tipo de negociación que realice YPFB la forma cómo esta empresa reconocía los costos de inversión, en esta sección se asume que los mismos se realizan al principio de la operación.

- a. Bajos, es aquella situación donde el precio del gas natural es de \$US/MM BTU 1.00 y el de los líquidos \$US/Barril 15.00.
- b. Medios, es aquella situación donde el precio del gas natural es de \$US/MM BTU 1.50 y el de los líquidos \$US/Barril 25.00.
- c. Altos, es aquella situación donde el precio del gas natural es de \$US/MM BTU 4.00 y el de los líquidos \$US/Barril 60.00.

## 2.2.2 Resultados (\*)

La Tabla 11 presenta los principales indicadores de los tres tipos de campos en cada uno de los contratos establecidos en la Ley N° 1194, bajo el escenario de precios bajos. Queda claro que los contratos de operación no logran incentivar la inversión a este nivel de precios, dado que si bien el Estado tiene una participación positiva en los ingresos brutos, la compañía obtiene un beneficio negativo, por ello la inversión no se realiza. No obstante, es interesante notar que la participación del Estado en los contratos de operación no baja del 50% sobre los ingresos brutos, pero en los contratos de asociación, éste no sobrepasa el 30%, dado que el Estado “paga” con parte de su retribución el 50% de la inversión. Finalmente, si bien un campo grande bajo un contrato de operación, en este escenario, recibe una VAN positivo, la rentabilidad es muy pequeña, basta con ver el elevado valor del indicador C.F., donde para realizar actividad exploratoria la probabilidad de éxito debería ser mayor al 84%.

**Tabla 11: Ley N° 1194 con Precios Bajos**

**Contratos de Operación**

**Precios Bajos - Campos de Gas Natural**

Indicador	Campo	Campo	Campo
	Pequeño	Mediano	Grande
PE	134%	112%	99%
PET	50%	50%	50%
PC	-34%	-12%	1%
PCT	-13%	-5%	1%
C.F.	N.E.	N.E.	84%
VAN	(14)	(23)	6

Elaboración: Propia

**Contratos de Asociación**

**Precios Bajos - Campos de Gas Natural**

Indicador	Campo	Campo	Campo
	Pequeño	Mediano	Grande
PE	78%	62%	57%
PET	29%	27%	29%
PC	22%	38%	43%
PCT	8%	17%	22%
C.F.	39%	24%	14%
VAN	9	71	190

Elaboración: Propia

La Tabla 12 presenta un análisis similar al anterior sólo que con precios medios. En este caso ambos tipos de contratos producen retornos positivos a la inversión y generan resultados distintos en términos de participación estatal. En el caso de los contratos de operación la participación estatal sobre las utilidades es mayor al 74% e igual al 50% sobre los ingresos brutos. Si bien el VAN en los tres tipos de campos es positivo, en los campos grandes basta con que la probabilidad de éxito de un pozo sea mayor al 11% para que la inversión sea realizada, en el caso de los campos medianos y pequeños la probabilidad debe ser mayor, 20% y 28% respectivamente.

Respecto a los contratos de asociación, se observa que la participación estatal es menor, tanto en los beneficios como en los ingresos brutos. La razón es clara, en el caso en los

contratos de asociación el Estado reconoce, al comenzar la actividad productiva, parte de los costos de inversión realizados por la empresa privada.

**Tabla 12: Ley N° 1194 con Precios Medios**

**Contratos de Operación**

**Precios Medianos - Campos de Gas Natural**

Indicador	Campo Pequeño	Campo Mediano	Campo Grande
PE	85%	78%	74%
PET	50%	50%	50%
PC	15%	22%	26%
PCT	9%	14%	18%
C.F.	28%	20%	11%
VAN	15	89	242

Elaboración: Propia

**Contratos de Asociación**

**Precios Medianos - Campos de Gas Natural**

Indicador	Campo Pequeño	Campo Mediano	Campo Grande
PE	61%	55%	53%
PET	36%	35%	36%
PC	39%	45%	47%
PCT	23%	29%	32%
C.F.	13%	11%	7%
VAN	39	183	426

Elaboración: Propia

Finalmente la Tabla 13 presenta los resultados bajo un escenario de precios altos, en ambos tipos de contratos. En los contratos de operación, la participación estatal sobre los beneficios (PE) es menor a los obtenidos en el escenario de precios medios. Este resultado se debe a la característica regresiva de los impuestos a la producción y regalías donde, a medida que la empresa obtiene más utilidades, la participación porcentual del Estado **en las mismas** es cada vez menor. En este escenario también se observa que la participación Estatal, en los contratos de asociación, es menor a la obtenida en los de operación.

**Tabla 13: Ley N° 1194 con Precios Altos**

**Contratos de Operación**

**Precios Altos - Campos de Gas Natural**

Indicador	Campo Pequeño	Campo Mediano	Campo Grande
PE	59%	58%	57%
PET	50%	50%	50%
PC	41%	42%	43%
PCT	34%	36%	38%
C.F.	4%	4%	2%
VAN	153	603	1,312

Elaboración: Propia

**Contratos de Asociación**

**Precios Altos - Campos de Gas Natural**

Indicador	Campo Pequeño	Campo Mediano	Campo Grande
PE	53%	52%	51%
PET	45%	44%	45%
PC	47%	48%	49%
PCT	40%	42%	43%
C.F.	3%	3%	2%
VAN	177	697	1,497

Elaboración: Propia

### 2.3 Ley de Hidrocarburos N° 1689 (\*)

En materia de Participación Estatal, dentro de las operaciones de exploración y explotación, la Ley de Hidrocarburos incorpora modificaciones importantes, toda vez que el marco general contractual sobre el que las empresas podían operar en Bolivia cambia de contratos de operación o asociación a contratos de riesgo compartido.

#### 2.3.1 Supuestos (\*)

En materia de Participación Estatal la Ley N° 1689 presenta las siguientes características:

1. Se mantienen las regalías ( $\tau_r$ ) para el departamento productor, Beni y Pando equivalentes al 12% de la producción.

2. Se crea una participación de YPFB ( $\rho$ ) que es canalizada a través del TGN y debía utilizarse para financiar las actividades de esta empresa.
3. Se crea una distinción entre Hidrocarburos Nuevos e Hidrocarburos Existentes, la misma que responde estrictamente a **condiciones económicas**, dado que la producción de Hidrocarburos Existentes, además de los dos conceptos mencionados en los dos párrafos anteriores, debía pagar dos impuestos a la Producción, la Participación Nacional ( $\tau_{PN}$ ) del 19% y la Regalía Nacional Complementaria ( $\tau_{RNC}$ ) del 13%, ambos eran destinados al TGN.<sup>50</sup>
4. Se incorpora al sector hidrocarburos dentro del alcance de la Ley N° 843 (Texto Ordenado), por ello, a partir de ese momento, las compañías operadoras de los campos de producción deben pagar: el impuesto a las utilidades ( $\tau_{IUE}$ ) del 25%, una alícuota adicional ( $\tau_{Surtax}$ ) del 25% a las utilidades extraordinarias llamada generalmente *Surtax* y finalmente el Impuesto a la Remisión de Utilidades al Exterior, con una alícuota efectiva ( $\tau_{IRUE}$ ) del 12.5% sobre el total remesado.<sup>51</sup>

Gracias a un mecanismo, muy complejo, de acreditación, resultaba que los Hidrocarburos Existentes no fueron gravados con el Impuesto sobre las Utilidades (IUE) y el Impuesto a la Remisión de Utilidades al Exterior (IRUE). Revisada la normativa legal correspondiente no se pudo deducir si el *Surtax* también era sujeto de acreditación con los Hidrocarburos Existentes.

5. Se establece el pago de patentes en las áreas de exploración, explotación y retención, el valor (mencionado en el capítulo anterior) de las cuales era actualizado anualmente en función a la depreciación del boliviano respecto al dólar americano y la inflación de los Estados Unidos de América.
6. Finalmente la producción de hidrocarburos debía pagar el Impuesto al Valor Agregado cuando la misma se destine al mercado interno. Al comenzar todas estas reformas la producción de gas natural y líquido estaba exenta del pago del Impuesto a las Transacciones.<sup>52</sup>

### 2.3.2 Valorización (\*)

A través de la Ley de Hidrocarburos N° 1689 también se introdujo un interesante y complejo sistema de valorización de aquella producción sujeta al pago de las regalías y

---

<sup>50</sup> Cabe hacer notar que los operadores de los campos debían producir los Hidrocarburos Existentes de acuerdo a la normativa legal vigente en la época, si por algún motivo se realizaba la sustitución injustificada de Hidrocarburos Nuevos por Existentes, entonces dicho operador estaba sujeto al pago de penalizaciones.

<sup>51</sup> Un detalle de la metodología de cálculo de cada uno de estos impuestos se encuentra en Medinaceli (2002).

<sup>52</sup> El alcance de esta exención también llegaba a la producción de Gas Licuado de Petróleo (GLP), dado que, de acuerdo a su definición **legal**, era clasificado como gas natural.



participaciones. Si bien estas características no son útiles para el tipo de análisis en esta sección, no por ello deben dejar de mencionarse, en este sentido a continuación se presenta un resumen de las mismas:

1. Todos los precios eran “puestos” en Boca de Pozo, por ello al precio de referencia o de venta era posible deducir la tarifa de transporte, ya sea de gas natural o de petróleo, al mercado interno o externo.

#### Regalía Departamental 11% y regalía destinada a Beni y Pando 1%

2. La producción de gas natural<sup>53</sup> debía utilizar como precio de referencia el precio promedio de venta registrado para el mercado interno y externo. Cabe hacer notar que este mecanismo sirvió para que el Estado no se perjudicara por precios de venta bajos, dado que los operadores del campo siempre pagaban estos conceptos utilizando los promedios. La tarifa de transporte que podía deducirse también era el promedio ponderado por el transporte en el mercado interno y externo.
3. En el caso del petróleo, condensado y gasolina natural, cuando la producción se destinaba al mercado interno, se tomaba en cuenta un precio de referencia internacional construido a partir de una canasta de precios del petróleo establecida en Reglamento. Por otra parte, cuando la producción era exportada se tomaba en cuenta el precio real de venta, siempre y cuando el Viceministerio de Energía e Hidrocarburos lo considerara razonable. La tarifa de transporte que podía deducirse era la aprobada por la Superintendencia de Hidrocarburos, según sea el mercado externo o interno.

#### Participación YPFB-TGN 6%, Participación Nacional 19% y Regalía Nacional Complementaria 13%

4. En el caso del gas natural habían dos precios promedio ponderados, el primero se construía a partir de los valores observados en el mercado interno y el segundo, con los valores en el mercado externo. La tarifa de transporte que podía deducirse también de un promedio ponderado según el mercado de destino, interno o externo.
5. En el caso del petróleo, condensado y gasolina natural, cuando la producción era destinada al mercado interno se utilizaba el precio real de venta y, cuando la producción era destinada a la exportación, quedaban dos posibilidades, precio real de venta o el de una canasta de precios del petróleo. Una vez más, las tarifas de transporte que se podían deducir eran las aprobadas por la Superintendencia de Hidrocarburos, ya sea al mercado externo o interno.

Si bien estas características de valorización no serán tomadas en cuenta en lo que sigue de esta sección, es necesario comprender que los porcentajes de participación estatal podían variar (de hecho ser mayores) respecto a lo establecido en la Ley de

---

<sup>53</sup> Dentro de este concepto también estaba el Gas Licuado de Petróleo (GLP).

Hidrocarburos N° 1689, toda vez que el precio de valorización del impuesto era distinto al precio efectivamente recibido por el operador.

Debido a que la presencia de Hidrocarburos Nuevos generó mucha susceptibilidad entre la población, dado que esta producción pagaba, por regalías y participaciones, el 18%, mientras que los Hidrocarburos Existentes pagaban el 50%, en lo que sigue se analizará los resultados de un campo clasificado como Hidrocarburo Nuevo, en el afán de conocer los posibles rangos de participación del Estado bajo distintas condiciones de mercado. En este sentido se puede obtener el pago por regalías y participaciones a través de la siguiente ecuación:

$$R_t + YPFB_t = (\tau_r + \rho) \cdot (V_{gn,t} \cdot q_t + V_{p,t} \cdot p_t)$$

El pago del IUE puede representarse con la siguiente expresión:<sup>54</sup>

$$IUE_t = \tau_{IUE} \cdot (IT_t - CO_t - \delta_t - R_t - YPFB_t)$$

El pago del IRUE vendría dado por:

$$IRUE_t = \tau_{IRUE} \cdot (IT_t - CO_t - i_t - R_t - YPFB_t - IUE_t - Surtax_t)$$

Finalmente el pago del *Surtax* puede representarse de la siguiente forma:

$$Surtax_t = \tau_{Surtax} \cdot (IT_t - CO_t - \delta_t - R_t - YPFB_t - \chi_t - \delta_t^*)$$

En el caso del *Surtax* vale la pena explicar las expresiones  $\chi_t$  y  $\delta_t^*$ . En principio la base imponible de este impuesto es similar a la del IUE, sólo que es posible deducir dos conceptos. El primero ( $\chi_t$ ) es el valor máximo entre el 45% del valor de la producción en Boca de Pozo y \$US 50 millones;<sup>55</sup> el segundo ( $\delta_t^*$ ) permite deducir la inversión acumulada por segunda vez,<sup>56</sup> de hecho la norma legal permite deducir hasta el 33% de las inversiones acumuladas por tres años y el restante el cuarto año. De esta forma el valor presente del beneficio del operador es:

$$PC = \sum_{t=-2}^{23} \frac{(IT_t - CO_t - i_t - R_t - YPFB_t - IUE_t - IRUE_t - Surtax_t)}{(1+r)^t}$$

Con todos estos supuestos, a continuación se presentará los principales indicadores de rentabilidad y participación estatal, utilizando los tres escenarios de precios planteados anteriormente.

<sup>54</sup> Los criterios de depreciación estaban establecidos en el Decreto Supremo N° 24051.

<sup>55</sup> El detalle se encuentra en el Decreto Supremo N° 24764.

<sup>56</sup> La primera ya fue realizada con el mecanismo normal del IUE.

### 2.3.3 Resultados (\*)

La Tabla 14 presenta los resultados obtenidos, en un escenario de precios bajos, con los contratos de riesgo compartido y la Ley de Hidrocarburos N° 1689. Queda claro que este sistema, basado en impuestos sobre las utilidades, es mucho más flexible frente a condiciones de mercado adversas y campos pequeños, dado que aún los campos pequeños presentan una ganancia pequeña pero positiva. Respecto a la participación del Estado, ésta sobrepasa el 30% sobre los ingresos brutos (PET) y el 75% sobre las utilidades (PE). Finalmente en este escenario es posible notar que para los campos pequeños el C.F. ya existe, en los dos anteriores contratos este concepto no existía, pese a tener un valor elevado (43%).

**Tabla 14: Ley N° 1689 – Precios Bajos  
Contratos de Riesgo Compartido - Hidrocarburos Nuevos  
Precios Bajos - Campos de Gas Natural**

Indicador	Campo Pequeño	Campo Mediano	Campo Grande
PE	81%	79%	76%
PET	30%	35%	39%
PC	19%	21%	24%
PCT	7%	10%	12%
C.F.	43%	36%	22%
VAN	8	40	105

Elaboración: Propia

La Tabla 15 presenta la situación de los tres tipos de campos bajo un escenario de precios medios. Es interesante notar que la participación del Estado sobre los ingresos brutos (PET) sobrepasa el 35%, de hecho en los campos grandes llega al 45%, esta situación se explica por las regalías y participaciones del 18% y los impuestos sobre las utilidades aplicados a cada campo. Por su parte la participación Estatal sobre las utilidades (PE) oscila entre el 60% y 66%.

**Tabla 15: Ley 1689 – Precios Medios  
Contratos de Riesgo Compartido - Hidrocarburos Nuevos  
Precios Medianos - Campos de Gas Natural**

Indicador	Campo Pequeño	Campo Mediano	Campo Grande
PE	60%	62%	66%
PET	35%	40%	45%
PC	40%	38%	34%
PCT	24%	24%	23%
C.F.	13%	12%	9%
VAN	41	155	308

Elaboración: Propia

Finalmente la Tabla 16 presenta la situación de los campos en un escenario de precios altos. En este caso resalta el hecho de que en los campos medianos y grandes la participación del Estado, sobre los ingresos brutos, es mayor al 50%. De esta forma, pese

a tener una regalía del 18%, el sistema en su conjunto permitía una participación mayor al 50% siempre y cuando los impuestos a las utilidades funcionen correctamente. Respecto a la participación estatal sobre las utilidades, es interesante notar que es menor respecto al caso de los precios bajos o medianos, la razón se debe a la presencia de las regalías y participaciones del 18%, dado que este tipo de instrumentos son regresivos, a mayor utilidad disminuye la participación del Estado, situación que no sucede con un impuesto sobre las utilidades.

**Tabla 16: Ley 1689 – Precios Altos**  
**Contratos de Riesgo Compartido - Hidrocarburos Nuevos**  
**Precios Altos - Campos de Gas Natural**

Indicador	Campo Pequeño	Campo Mediano	Campo Grande
PE	50%	61%	64%
PET	42%	53%	56%
PC	50%	39%	36%
PCT	42%	34%	32%
C.F.	3%	4%	3%
VAN	188	561	1,109

Elaboración: Propia

La Tabla 17 permite apreciar con más claridad la participación estatal, bajo el esquema de la Ley N° 1689, en un campo grande con precios altos. En ella se desagrega el 56% obtenido en la Tabla 16, queda claro entonces que este sistema no sólo debe ser evaluado a la luz del 18% de regalías y participaciones, sino también con el desempeño en la recaudación de los impuestos sobre las utilidades.

**Tabla 17: Campo Grande – Precios Altos**

Regalías y Participaciones	18.0%
Impuesto sobre las Utilidades	18.3%
Impuesto a la Remisión de Utilidades al Exterior	5.8%
Surtax	13.7%
<b>TOTAL</b>	<b>55.8%</b>

Elaboración: Propia

# **3. Ley N° 3058, Decreto Supremo N° 28701 y Nuevos Contratos**

## **3.1 Introducción**

Luego de varios meses de elaboración, al interior del Poder Ejecutivo, y varias semanas de sesión en el Congreso Nacional, el 17 de mayo del año 2005 se aprueba en el Congreso la nueva Ley de Hidrocarburos N° 3058, en sustitución a la Ley N° 1689 aprobada en abril del año 1996. Esta nueva norma legal establece, respecto a su similar anterior, las siguientes modificaciones importantes:

- Establece nuevos contratos de exploración y explotación.
- Modifica el sistema tributario pasado y establece la creación de un nuevo Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH).
- Amplía y modifica las atribuciones de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.
- Establece criterios generales para la comercialización de hidrocarburos, tanto en el mercado interno como externo.
- Redefine nuevos vínculos entre la actividad hidrocarburífera, el medio ambiente, las comunidades campesinas, los pueblos indígenas y comunitarios.

- Establece criterios específicos en materia regulatoria para todas las actividades pertenecientes a la cadena productiva del sector hidrocarburos, incluyendo dentro de las mismas, la industrialización.

Si bien cada una de estas modificaciones merece ser analizada con el detalle correspondiente, dado el objetivo del presente documento, sólo se detallarán aquellos cambios que, de forma directa o indirecta, modifican la participación del Estado dentro de las rentas que generan la explotación de petróleo y gas en Bolivia, es decir la participación en el *upstream*.

### 3.2 Ley de Hidrocarburos N° 3058

Los principales cambios que introduce esta nueva norma, dentro de la participación del Estado en las áreas de exploración y explotación, así como sus consecuencias más directas se detallan a continuación:

- Se crea el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), equivalente al 32% de la producción bruta de hidrocarburos en Boca de Pozo. Este impuesto, asociado a las regalías y participaciones del 18%, ocasiona que el Estado, independientemente de los costos de operación y capital participe del 50% de las ventas brutas en Boca de Pozo. Por otra parte, el artículo 57 de la nueva Ley de Hidrocarburos establece los porcentajes de coparticipación en la recaudación de este impuesto, de la siguiente manera: a) 4% para cada uno de los departamentos productores; b) 2% para cada departamento no productor; c) el Tesoro General de la Nación (TGN), pueblos indígenas y originarios, comunidades campesinas, municipios, universidades, fuerzas armadas, policía nacional y otros.
- Se elimina la distinción entre Hidrocarburos<sup>57</sup> Nuevos y Existentes establecido en la Ley de Hidrocarburos N° 1689. Si bien esta eliminación parecería trivial, dado que en el caso de los Hidrocarburos Existentes lo único que se estaría haciendo es sustituir la Regalía Nacional Complementaria (RNC) equivalente al 13% y la Participación Nacional (PN) equivalente al 19%, por el IDH (32%). Con esta modificación se afectan negativamente los ingresos del TGN, dado que el 32% del la RNC y PN se destinaban en su integridad al TGN, sin embargo, ahora este 32% (como IDH) se coparticipa de la forma mencionada en el párrafo precedente.
- En el caso del gas natural se modifica el criterio para valorizar los volúmenes sujetos al pago de regalías y participaciones, de promedios ponderados (Ley N° 1689) a precios reales. Respecto a la producción de petróleo, condensado y gasolina natural, también se adopta el criterio de precios reales de venta; bajo la normativa legal anterior, los precios utilizados en la valoración de las regalías departamentales eran los de una “canasta de crudos”. Por ello los departamentos productores no recibían una menor regalía cuando el precio del petróleo en el

---

<sup>57</sup> El término “Hidrocarburos” en este caso se refiere a la producción obtenida de determinados campos clasificados como “Nuevos” o “Existentes” o ambos.

mercado interno se encontraba por debajo de los precios internacionales, sin embargo, ahora ocurre así.

- El pago de la regalía departamental, curiosamente, no admite la deducción de la tarifa de transporte, por tanto, implícitamente, se cobra la regalía departamental sobre el costo del servicio de transporte. No obstante de ello, la reglamentación del IDH, de forma atinada y tomando en cuenta la Ley de Hidrocarburos de forma general, permite la deducción de la tarifa de transporte para el pago de este concepto.
- Las actividades de exploración y explotación deben efectuarse a través de Contratos de Producción Compartida, Contratos de Operación o Asociación (Artículo 65). Sin embargo, la Ley no es clara, dado que en otro artículo menciona contratos de Exploración y Explotación (Artículo 38) y Desarrollo Compartido (Artículo 133).
- En los contratos de exportación de gas, YPFB negociará un porcentaje de la exportación para financiar un Fondo de Ayuda Interna destinado a masificar el uso del gas natural en el mercado interno (Artículo N° 143).
- Finalmente el artículo 64 de la Ley establece que la producción de hidrocarburos provenientes de campos marginales y pequeños tendrá un premio y/o premio según el nivel de producción y la calidad del hidrocarburo. Si bien este artículo no queda claro, dado que no especifica qué se entiende por premio, se asume que éste tendría un impacto positivo sobre la rentabilidad del campo a través de algún mecanismo de devolución impositiva, por ejemplo entrega de Notas de Crédito Negociables. **Este artículo fue reglamentado mediante el Decreto Supremo N° 28984 de diciembre de 2006, en el que se disminuye el 50% a los campos de petróleo con una producción menor a los 900 Bpd. y se define como prioritaria para la exportación aquellos campos de gas natural pequeños y/o marginales.**

### 3.3 Decreto Supremo de Nacionalización

El primero de mayo del año 2006, el Poder Ejecutivo aprobó el Decreto Supremo N° 28701 “Héroes del Chaco” o de “Nacionalización de los Hidrocarburos”, en esta norma legal se introducen los siguientes conceptos, en materia de participación estatal:

Establece una participación, en favor de YPFB, del 32% sobre la producción de hidrocarburos de aquellos campos gasíferos con una producción promedio certificada, al año 2005, de gas natural equivalente a 100 millones de pcd., totalizando así la PET, en estos campos, un 82% sobre la producción bruta de hidrocarburos. Aquellos campos que no entran en la clasificación anterior no deben pagar esta participación adicional del 32%. No obstante de ello, el Ministerio de Hidrocarburos debía establecer los porcentajes definitivos para cada campo en función a auditorías que se realizarán a las compañías

privadas que operan en el país, hecho que finalmente fue operativizado con la firma de nuevos contratos.

Se “nacionalizan” las acciones necesarias para que YPFB tome el control del 50% + 1 de las empresas capitalizadas y privatizadas. De todas las medidas adoptadas, ésta es la menos clara, dado que no se comprende el concepto de “nacionalización” de acciones establecido en dicho artículo, así como tampoco se entienden cuáles serán las “acciones necesarias” ya mencionadas.

Aunque no se relaciona de forma directa con el sistema tributario, las nuevas condiciones de comercialización que crea el Decreto Supremo N° 28701 pudieran afectar al desempeño del sistema tributario. La Tabla 18 presenta, de forma muy general, las condiciones de comercialización especificadas en las normas legales pasadas y vigentes; en ella se observa que el Decreto Supremo N° 28701 delega todas estas responsabilidades a YPFB, no quedando claro hasta qué punto YPFB y las características de comercialización de la Ley N° 3058 pueden ser compatibles.

**Tabla 18: Análisis Comparativo de las Condiciones de Comercialización**

<b>Comercialización</b>	<b>Ley 1689</b>	<b>Ley 3058</b>	<b>DS 28701</b>
<b>Gas Natural</b>			
Mercado Interno			
Precios	Privados	50% de P. Exp.	YPFB
Volúmenes	Privados	Prode (Regulador)	YPFB
Mercado Externo			
Precios	YPFB y privados	Mdo. Destino	YPFB
Volúmenes	YPFB y Privados	YPFB	YPFB
<b>Petróleo</b>			
Mercado Interno			
Precios	Precios Internacionales	Precios Internacionales	YPFB
Volúmenes	Privados	Prode (Regulador)	YPFB
Mercado Externo			
Precios	Privados	Privados	YPFB
Volúmenes	Privados	Prode (Regulador)	YPFB

El desempeño del sistema tributario podría verse afectado si es que YPFB asume la facturación de todos los volúmenes producidos para el mercado externo e interno, dado que, en esta nueva situación, sería YPFB quien pagaría los principales impuestos aplicados al sector y quedaría la duda si las empresas privadas, actuales operadoras, serían sujeto de pago de aquellos impuestos establecidos en la Ley N° 843, por ejemplo, ¿deberían estas empresas pagar el IT o el IVA?

### **3.4 Análisis Comparativo y Recaudación por IDH**



El análisis de las modificaciones aplicadas al sector petrolero se facilita en gran manera si primero se observa los porcentajes de tributación establecidos en la normativa legal vigente y pasada. En tal sentido, la Tabla 19 presenta las principales características de los sistemas impositivos aplicados con las últimas tres leyes de hidrocarburos, cabe remarcar que en el caso de la Ley N° 1689 sólo se presenta la situación de los Hidrocarburos Nuevos, dado que los Hidrocarburos Existentes pagaban el 50% a través de la regalía departamental (11%), la regalía nacional compensatoria (1%), la participación del TGN-YPFB (6%), la Regalía Nacional Complementaria (13%) y la Participación Nacional (19%).

**Tabla 19: Análisis Comparativo de la PET**

Concepto	Ley 1194	Ley 1689 - Hidrocarburos Nuevos		Ley 3058		DS 28701	
		Megacampos	Otros	Megacampos	Otros	Megacampos	Otros
Regalías Departamentales	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%
Participación de YPFB	19%	0%	0%	✓	✓	32%	0%
Participación de TGN (YPFB)	0%	6%	6%	6%	6%	6%	6%
Impuestos a la Producción	19%	0%	0%	32%	32%	32%	32%
Impuestos a la Utilidad	0%	✓	✓	✓	✓	✓	✓
<b>Total</b>	<b>50%</b>	<b>18% + ✓</b>	<b>18% + ✓</b>	<b>50% + ✓</b>	<b>50% + ✓</b>	<b>82% + ✓</b>	<b>50% + ✓</b>

Elaboración: Propia

Tomando en cuenta la tabla anterior se puede realizar los siguientes comentarios:

1. Con la Ley N° 1194, el 50% de participación estatal no estaba compuesto únicamente por regalías, sino a través de tres conceptos que es necesario caracterizarlos en función al destino de los recursos. Las regalías departamentales del 11% y 1% se destinaban al departamento productor, Beni y Pando; la participación de YPFB (19% en promedio) formaba parte de los ingresos de la estatal petrolera y; finalmente el Impuesto Nacional (19%) que se destinaba al TGN.
2. La Ley N° 1689, en lo referente a los Hidrocarburos Nuevos, mantiene las regalías departamentales; elimina la participación de YPFB y en su lugar crea la Participación del TGN-YPFB, que si bien semánticamente podría dar lugar a confusión con el concepto previo, su caracterización es completamente diferente. Mientras la participación de YPFB formaba parte de los ingresos de la estatal petrolera debido a su participación en los contratos petroleros, la participación del TGN-YPFB fueron recursos que se destinaron al TGN y financiaron las actividades administrativas de esta empresa. Esta Ley introduce al sector Hidrocarburos dentro del alcance de la Ley N° 843; finalmente, también se establece el pago de patentes por la exploración y explotación de áreas hidrocarburíferas.
3. La Ley N° 3058, de forma general, con la obligatoriedad en la migración y adecuación a los nuevos contratos establecidos en ella, restituye la participación contractual de YPFB dentro de la operación de la empresa; mantiene las regalías departamentales, la participación del TGN-YPFB y los impuestos establecidos en

la Ley N° 843 y; finalmente, se crea un nuevo Impuesto Directo a la Producción, el IDH.

La Tabla 20 presenta la recaudación por concepto de IDH durante el período 2005-2006, ciertamente los montos son elevados, de hecho para el año 2006 la recaudación por este impuesto representa más del 8% del Producto Interno Bruto. Sin embargo, este resultado altamente positivo, puede opacarse rápidamente por el elevado riesgo fiscal<sup>58</sup> que conlleva. Debido a que estos ingresos no están centralizados completamente en el TGN, el nivel de exposición al riesgo de los coparticipantes de este impuesto puede alcanzar hasta el 50% del total recaudado, con las condiciones de precios y volúmenes futuras.

**Tabla 20: Recaudación por IDH**

	2005	2006
IDH (MM Bs.)	2,724	5,498
IDH (MM \$US)	338	686

Fuente: Impuestos Nacionales

### 3.5 Nuevos Contratos Petroleros

#### 3.5.1 Contexto de Mercado

No son pocas las personas que se preguntan: ¿Cómo es posible que antes las compañías tributaban sólo el 18% y ahora se habla, con asombrosa ligereza, de porcentajes mayores al 60% ó 70%? ¿Realmente Bolivia fue tan benevolente con las compañías en el pasado? Es difícil responder a estas preguntas sólo concentrándose en el nivel de los porcentajes, es necesario acudir a otras estadísticas también relevantes.

En principio es correcto afirmar que el aporte fiscal promedio de la explotación de hidrocarburos, durante el período 1998-2005, fue mayor al 18% de los ingresos en Boca de Pozo (este punto fue analizado ampliamente en capítulos anteriores). Esta situación se explica por: 1) una gran parte de la producción (Hidrocarburos Existentes) tributaba el 50% de sus ingresos brutos; 2) la recaudación por impuestos sobre las utilidades fue positiva y; 3) el pago de patentes, IVA e IT fue positivo.<sup>59</sup>

No obstante hubo campos cuya producción fue clasificada como de “Hidrocarburos Nuevos”, por ello sólo debían tributar el 18% por concepto de regalías y participaciones más un conjunto adicional de impuestos sobre las utilidades, en el que se incluía la alícuota adicional a las utilidades extraordinarias, generalmente llamada Surtax. La suma de estos tributos podía generar que la participación del Estado, en los ingresos en Boca de Pozo, sobrepase el 40% una vez depreciadas las inversiones. En este sentido, aún subyacen las preguntas formuladas con anterioridad y que de hecho se pueden resumir en una sola: ¿Por qué los campos cuya producción fue clasificada como “Hidrocarburos

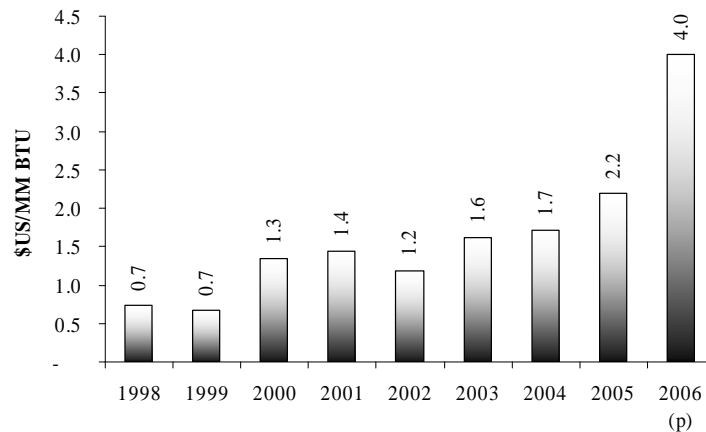
<sup>58</sup> Una interesante discusión sobre riesgo fiscal puede encontrarse en: Atkinson et al. (2001), Devarajan & Hammer (1997), Timothy et al. (1999), Lloyd et al. (2000), Polackova (1998), Polackova et al. (1999).

<sup>59</sup> Un detalle de esta discusión se encuentra en: Medinaceli (2003), Medinaceli et al. (2003) y Medinaceli (2006).

Nuevos” ahora pueden sostener una carga fiscal superior al 60% cuando en el pasado la misma, incluyendo los impuestos sobre las utilidades, oscilaba en torno al 50%?

Una respuesta se encuentra en la Figura 12, en ella se presenta el comportamiento del precio de venta contractual (acordado definitivamente en la segunda mitad de la década de los noventa), medido en Boca de Pozo, del gas natural destinado a la exportación. Queda claro que el contexto de precios de exportación en 1998, cuando todas las reformas al sector comenzaban a consolidarse, es completamente distinto al que se tiene el 2006. Los precios de exportación del gas natural, al finalizar la década de los noventa, difícilmente llegaban al \$US/MM BTU 1.00, mientras que para el año 2006 se espera que este precio promedio sobrepase los \$US/MM BTU 4.00, es decir, 5,7 veces mayor al que se tenía 8 años atrás. Ahora el Estado Boliviano tiene mucha más holgura para establecer una participación, sobre los ingresos en Boca de Pozo, mayor al 50% ó 60%, ciertamente es distinto el 18% de 70 centavos a 70% de 4 dólares.

**Figura 12: Precio Promedio de Exportación del Gas Natural en Boca de Pozo (\$US/MM BTU)**



### 3.5.2 Nuevos Contratos para las etapas de Exploración y Explotación

De acuerdo a la Ley de Hidrocarburos N° 3058 las actividades de exploración y explotación deben efectuarse a través de la firma de Contratos de Producción Compartida, Contratos de Operación o Asociación con YPFB. De forma general, se establece que en los contratos de operación, la compañía tiene el derecho a una retribución (que puede ser en dinero o especie) y en los contratos de producción compartida y asociación a una participación en la producción. A continuación se detallarán los aspectos más relevantes de cada uno de ellos:

En los contratos de operación la **compañía privada** realiza toda la inversión e YPFB, realizado el descubrimiento, retribuye a la compañía un porcentaje de la producción en dinero o especie que cubrirá sus costos de operación, capital y utilidad. En este tipo de contratos YPFB es quien paga las regalías, participaciones e IDH.

En los contratos de producción compartida, YPFB tiene una participación una vez que esta empresa privada haya amortizado la inversión realizada en el campo. El pago de las obligaciones tributarias está en función a la participación porcentual de cada contrato y cada una de las Partes tiene derecho a un porcentaje de la producción.

En los contratos de asociación se establece un porcentaje de la producción para cada una de las Partes; sin embargo, YPFB debe reembolsar a la compañía un porcentaje de los costos directos de exploración de los pozos que hayan resultados productores. En este caso el Operador (YPFB o la compañía privada) distribuyen a los asociados su participación neta después del pago de regalías y participaciones, nótese que no se incluye el IDH.

Los nuevos contratos firmados por YPFB y enviados al Congreso en noviembre de 2006, resultan un híbrido de aquellos especificados en la Ley de Hidrocarburos N° 3058. La Figura 13 ayudará a entender esta afirmación, en ella se especifica las principales características de los contratos establecidos en la Ley de Hidrocarburos y los nuevos contratos firmados, en lo que respecta a: 1) inversión; 2) retribución al privado y; 3) pago de regalías e Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH).

**Figura 13: Contratos establecidos en la Ley de Hidrocarburos y Contratos Enviados al Congreso**

		<b>Inversión</b>	<b>Retribución Privado</b>	<b>Pago Regalías e IDH</b>
<b>Ley 3058</b>	<b>Contratos de Producción Compartida</b>	Se reconoce inversión a través <u>de la operación</u>	Participación en la producción (no define %)	YPFB y privados en función a participación
	<b>Contratos de Operación</b>	A riesgo del Privado	En dinero o especie (no define %)	YPFB
	<b>Contratos de Asociación</b>	Se reconoce inversión a través de <u>YPFB</u>	En dinero o especie (no define %)	YPFB y privados en función a participación
<b>Nuevos Contratos</b>	<b>Contratos de Exploración y Explotación</b>	Se reconoce inversión a través <u>de la operación</u>	En dinero % variable (pagado directo del comprador)	YPFB

Respecto a la inversión, tanto los contratos de producción compartida como los nuevos contratos otorgan similar tratamiento. En ambos la participación de YPFB sólo se hace efectiva una vez que la compañía privada recuperó gran parte de la inversión realizada, dicha recuperación se activa iniciado el proceso productivo. En el caso de los contratos de operación, todo el riesgo recae sobre la compañía privada, dado que el Estado le otorga una retribución específica, sin contemplar primero la recuperación de la inversión

como en el caso anterior. Finalmente los contratos de asociación establecen que el Estado reconoce a la compañía privada parte de la inversión realizada, con el fin de participar en la producción de un campo. A diferencia de los contratos de operación, en este caso la recuperación de la inversión, por parte de la compañía privada, puede darse antes de iniciada la etapa productiva.

Cualquiera sea el contrato que se firme, la Ley de Hidrocarburos actual reconoce a la compañía privada una retribución que puede ser en dinero o en especie. En el caso de los contratos de producción compartida la misma es en especie, mientras que en las otras dos modalidades de contrato (operación o asociación) existe la posibilidad de que dicha retribución también pueda ser en dinero. Los nuevos contratos establecen que las compañías recibirán su retribución en dinero directamente de los compradores, situación parecida a los contratos de operación y, en menor grado, a los de asociación.

Finalmente el pago de regalías e IDH, tanto en el caso de los contratos de producción compartida como en los de asociación, YPFB y la compañía privada pagan estos conceptos en función a su participación en la operación. Por ejemplo, si YPFB posee el 60% de la operación y la compañía privada el 40% restante, las regalías e IDH también se pagarán en esta proporción 60/40. Por otro lado, los contratos de operación y los nuevos contratos establecen que YPFB pagará el 100% de las regalías e IDH.

### 3.6 Participación Estatal

Como ya se indicó, el primero de mayo del año 2006 el Poder Ejecutivo aprobó el Decreto Supremo N° 28701, llamado “Decreto de Nacionalización”. Entre los puntos relevantes se encuentra aquél donde se menciona que los dos megacampos en actual operación con volúmenes importantes: San Alberto y San Antonio (Sábalo), deben aportar al Estado Boliviano el 82% de sus ingresos en Boca de Pozo.

Luego, entre el 27 y 28 de octubre del año 2006, YPFB firmó los nuevos contratos de exploración y explotación con las compañías privadas que operan en el país. Dichos contratos son extensos y bastante completos, en particular, el Anexo “F” contiene la metodología para definir la participación de YPFB sobre la **utilidad** de la operación. Esta metodología se asemeja a la aplicada en Perú con un factor “R”, donde el Estado participa agresivamente en la renta petrolera una vez que la compañía privada recuperó sus costos de operación y capital. Por otra parte, en el párrafo I de dicho Anexo se menciona que la participación de YPFB sustituirá al Surtax.<sup>60</sup>

---

<sup>60</sup> Tomando los datos de las tablas del anexo “F” de los contratos de exploración y explotación y aplicando regresiones simples de mínimos cuadrados ordinarios se encontraron dos resultados que vale la pena destacarse: 1) A medida que el nivel de producción se incrementa, la participación de YPFB sobre el beneficio de la operación, disminuye. 2) a medida que el parámetro  $B_i$  se incrementa también lo hace la participación de YPFB.

Parece bastante razonable que a medida que el parámetro  $B_i$  se incrementa también lo haga la participación del Estado, a través de YPFB; en otras palabras, a medida que sube la utilidad de la empresa sube dicho porcentaje. Lo que llama la atención es que incrementos en la producción generen niveles de participación

Pese a que durante la elaboración del presente documento aún no se tenía toda la información respecto a la participación estatal en todos los campos hidrocarburíferos, dado que los contratos aún no estaban protocolizados por el Poder Ejecutivo, con la información de producción a octubre del año 2005 y el texto de los contratos que fueron aprobados en el Congreso, se estimaron los resultados que se presentan en esta sección.

### **3.6.1 Participación Promedio Ponderada**

Los contratos firmados establecen que la participación de YPF se realice sobre **la utilidad** de la operación en el campo, estableciendo ciertos mecanismos para calcularla. Dado que aún no se conoce el nivel de utilidad que reconocerá YPF en los contratos, puesto que no se implementaron a la fecha de elaboración del presente documento, el ejercicio que se realiza en esta sección contempla algunos rangos hipotéticos de participación estatal.

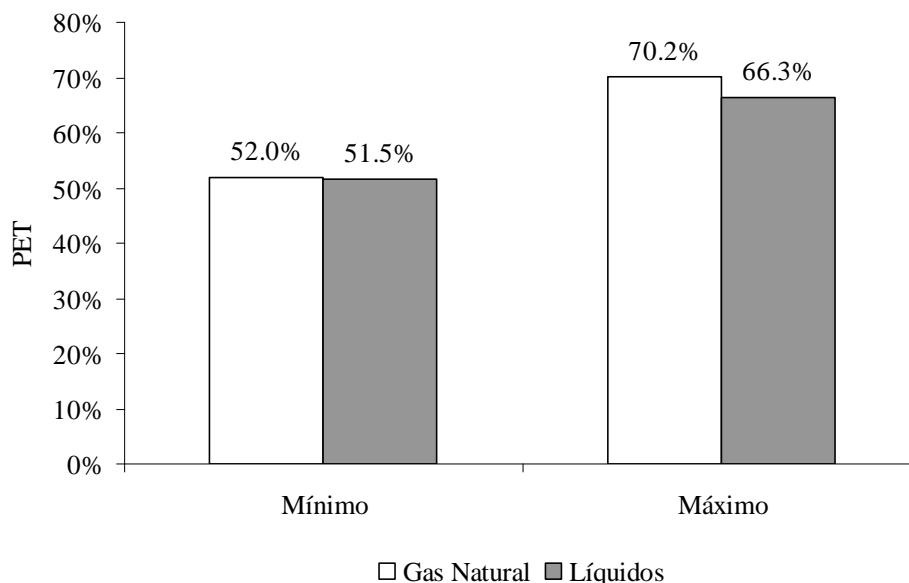
En este sentido, la Figura 14 presenta el rango de participación estatal promedio sobre los ingresos brutos, estimada con el nivel de producción registrado a octubre de 2005 y los supuestos explicados en el siguiente capítulo.<sup>61</sup> El primer hecho que se destaca es que la PET para el gas natural es ligeramente superior a la del petróleo, condensado y gasolina natural, probablemente esto se deba al interés del Estado para fomentar la producción de petróleo. Luego se observa que el posible rango de participación se sitúa entre 51% y 70% del total de la producción; por supuesto - y dada la naturaleza de las fórmulas de los nuevos contratos - si la producción se eleva no se tiene certeza si esta participación se incrementará, toda vez que a mayor producción sube el IUE pero baja la participación de YPF.

---

menores, probablemente esto responde a la necesidad de incrementar el incentivo para generar mayores niveles de producción, sin embargo, podría también tener el incentivo “perverso” para acelerar el cierre de los campos una vez que comience la etapa natural de declinación. Puesto que, si la producción comienza a decaer, la participación del Estado se incrementa, entonces en un afán de maximizar la utilidad del operador, sería necesario acelerar el cierre del campo.

<sup>61</sup> Se considera también el 50% establecido en la Ley de Hidrocarburos N° 3058.

**Figura 14: PET Promedio Ponderada – Ley N° 3058 y Nuevos Contratos**



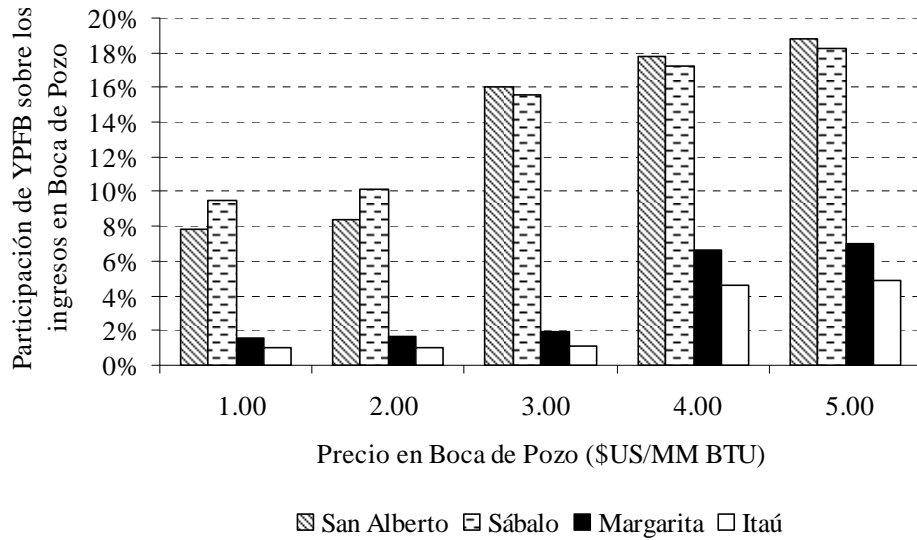
### 3.6.2 Megacampos

Si bien el porcentaje de participación Estatal será conocido luego de que YPFB protocolice los contratos firmados y comience a implementarlos, es posible estimar los rangos de participación utilizando el modelo presentado en el capítulo 1\* en el caso de los megacampos. Por ello, a continuación se presentará el resultado del siguiente ejercicio: al modelo base explicado se le aplicarán las tablas establecidas en los contratos de los campos de San Alberto, San Antonio (Sábalo), Margarita y Itaú, con el fin de estudiar la participación Estatal en condiciones de mercado similares.

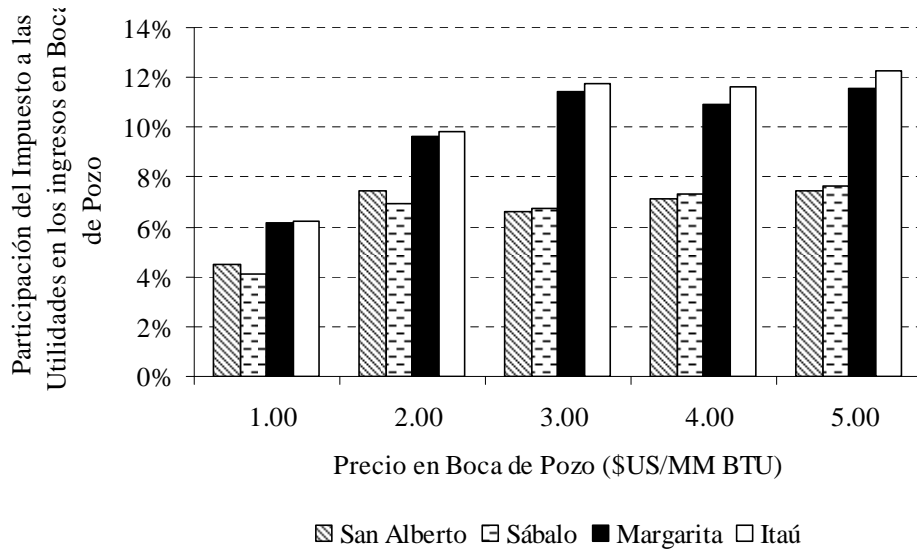
Las figuras presentadas a continuación muestran los resultados obtenidos cuando el volumen de producción es de 5 MM mcd a distintos niveles de precios del gas natural en Boca de Pozo. Las variables sujeto de análisis son: 1) la participación de YPFB resultante de la firma de los nuevos contratos; 2) la participación de los impuestos sobre las utilidades; 3) la PET que incluye la participación de YPFB, los impuestos sobre las utilidades y el 50% establecido en la Ley de Hidrocarburos y; 4) el VAN del operador del campo.

Un primer hecho que merece comentarse es que la participación de YPFB en cada uno de los megacampos es distinta (Figura 15), pese a que las condiciones de mercado se estandarizaron. Lo que implica que, pese a ser campos de similares características (megacampos), dicha participación no es uniforme. Sin embargo, esta situación se atenúa (pero no desaparece) cuando se incorpora en el análisis los impuestos sobre las utilidades, toda vez que los operadores de aquellos campos que no poseen una elevada participación de YPFB deberían presentar una mayor utilidad (Figura 16).

**Figura 15: Participación YPFB - Escenario 5 MM mcd**



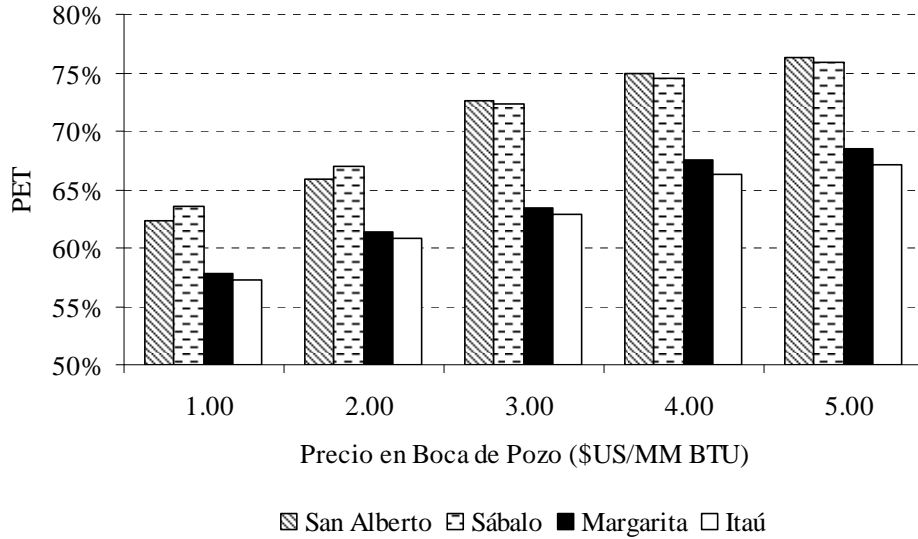
**Figura 16: Participación del IUE – Escenario 5 MM mcd**



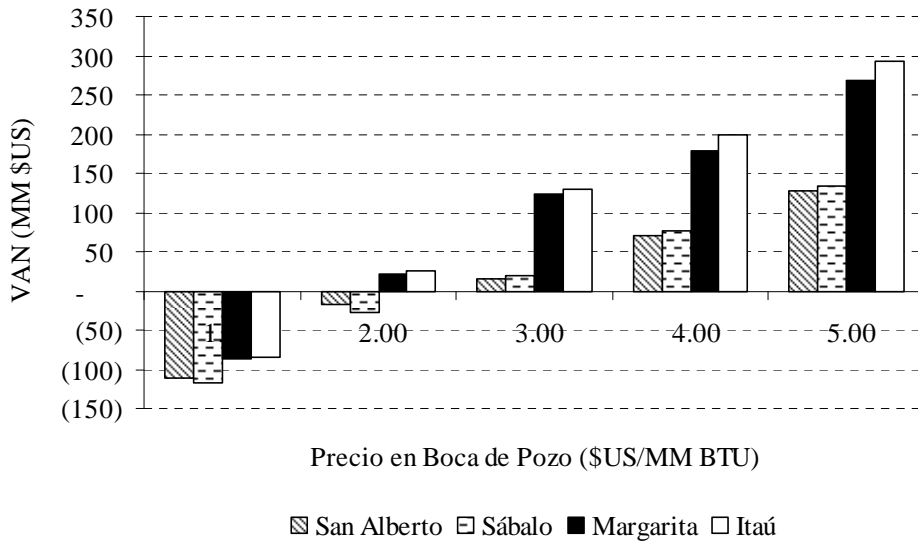
El rango de la PET en todos los campos analizados oscila entre 57% y 76% (Figura 17), dependiendo, por supuesto, del nivel de precios observado. Sin embargo, también debe considerarse el VAN del operador de dicho campo (Figura 18), dado que si los precios son muy bajos la operación no es rentable y por tanto no existe el incentivo a operar el mismo.



**Figura 17: PET – Escenario 5 MM mcd**



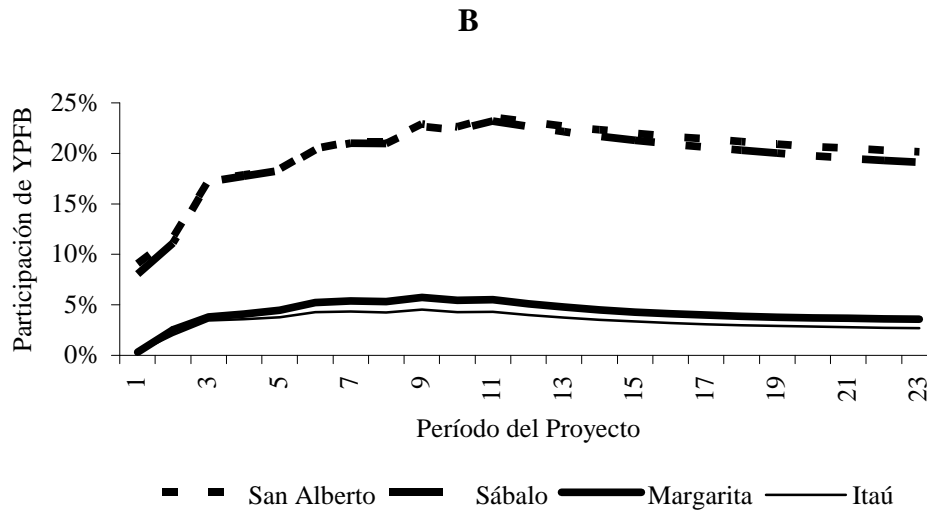
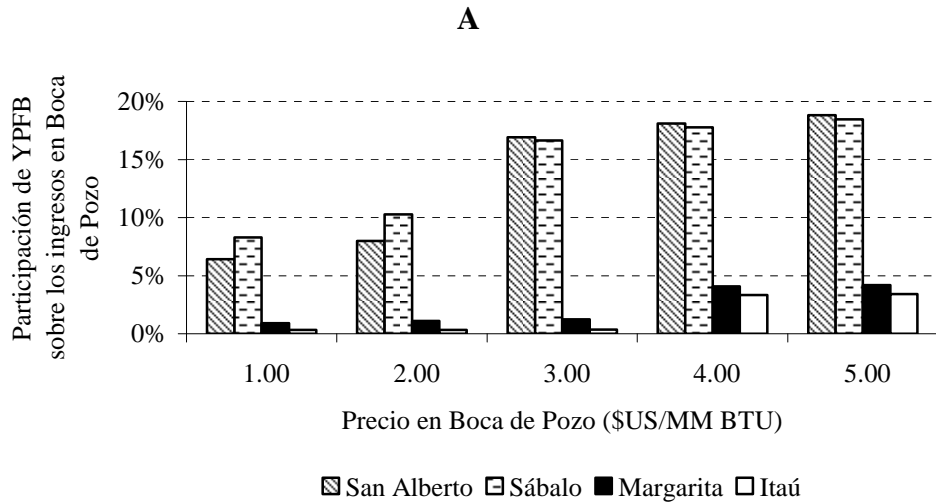
**Figura 18: VAN - Escenario 5 MM mcd**



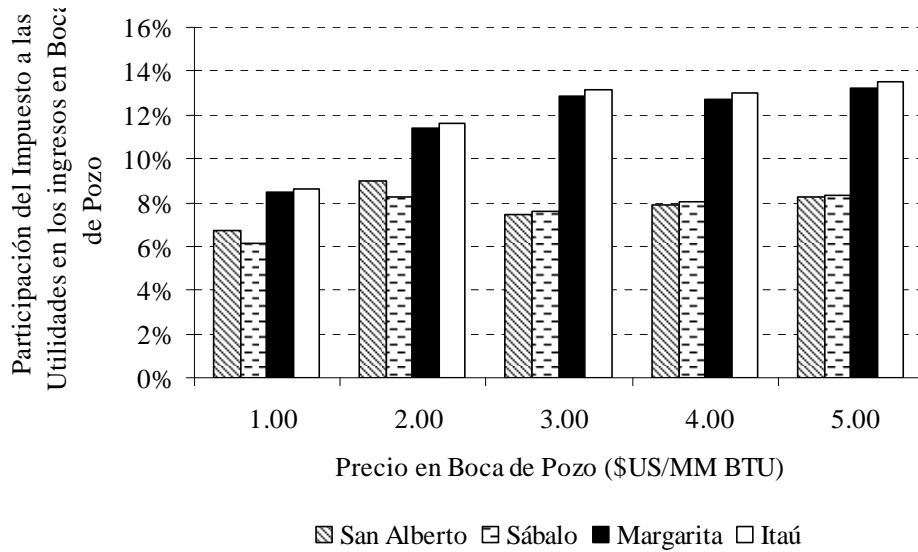
En las siguientes figuras se presenta un análisis similar al anterior sólo que para una producción de 10 MM de mcd. Ciertamente los resultados no varían respecto del escenario anterior, sólo en algunos casos se observa una PET mayor (Figura 21) toda vez que si bien la recaudación por los impuestos a las utilidades es mayor (Figura 20), la participación de YPFB disminuye (Figura 19), dado que a medida que se incrementa la producción entonces baja esta última participación. Uno de los argumentos que podría debilitar este análisis es el que menciona que no es posible comparar la participación de YPFB en campos como San Alberto y Margarita, toda vez que el primero ya tiene un mercado consolidado y una parte de las inversiones se recuperaron, mientras que el segundo debe desarrollarse. Por este motivo, el panel (B) de la Figura 19 presenta la

evolución de la participación de YPFB en cada uno de los cuatro campos sujeto de análisis. Queda claro que, durante toda la vida útil del proyecto aún la participación de YPFB en Itaú y Margarita es menor, inclusive en aquellos períodos finales, donde se supone ya recuperaron la inversión.

**Figura 19: Participación YPFB - Escenario 10 MM mcd**

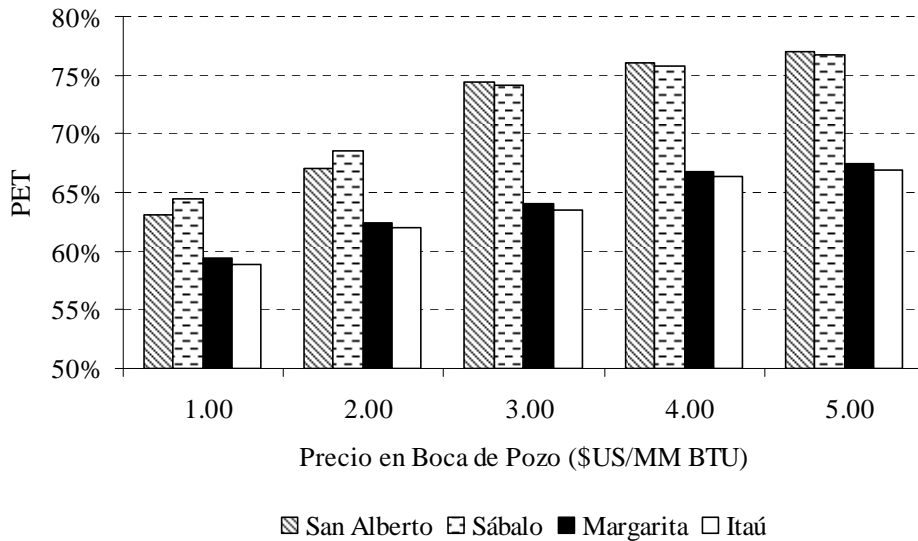


**Figura 20: Participación del IUE – Escenario 10 MM mcd**

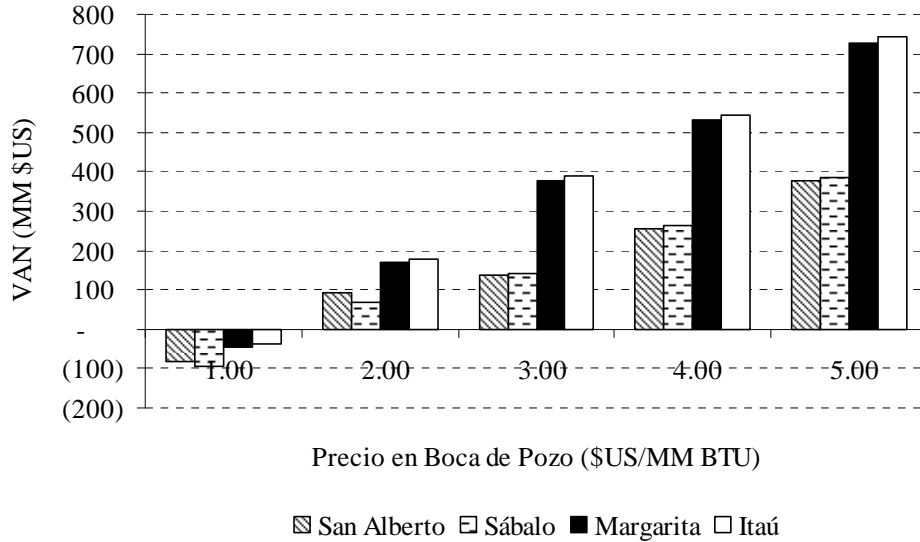


También en este escenario se observa que la situación impositiva y contractual definida en la Ley de Hidrocarburos N° 3058 y los nuevos contratos firmados por YPFB, generan un incentivo a la inversión sólo cuando los precios en Boca de Pozo son mayores a los 2 ó 3 \$US/MM BTU, como se observa en la Figura 22.

**Figura 21: PET – Escenario 10 MM mcd**



**Figura 22: VAN – Escenario 10 MM mcd**



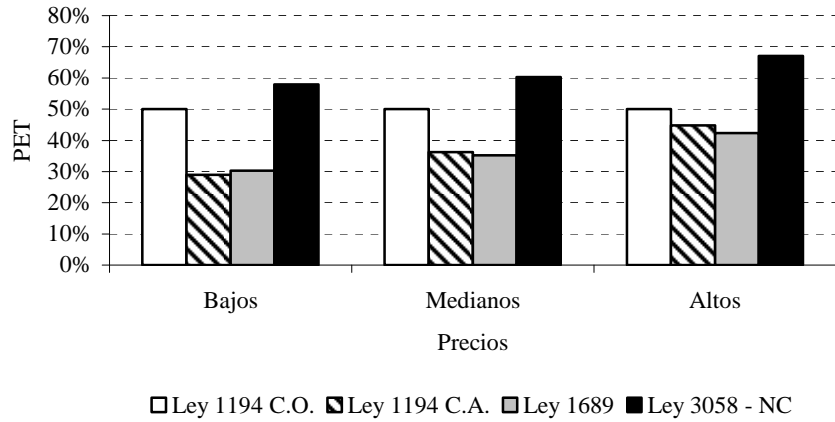
Queda evidente de este análisis que, tanto la Ley de Hidrocarburos N° 3058 como los nuevos contratos firmados, no incentivan la explotación de un campo cuando los precios se sitúan entre 1 y 2 \$US/MM BTU. En este sentido, si se presentasen proyectos de consumo interno de gas natural a gran escala pero con precios bajos, el abastecimiento de los mismos podría ser bastante complicado.

### 3.6.3 Análisis Comparado

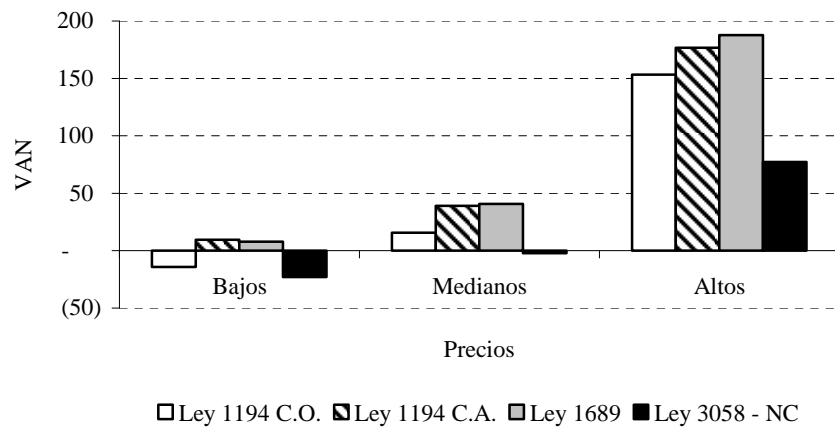
En esta sección se presentará el análisis comparativo de las últimas tres leyes de hidrocarburos, junto a los contratos de exploración y explotación asociados a ellas, aprobadas en Bolivia durante los últimos 15 años. El objetivo principal es comparar los indicadores de participación estatal y rentabilidad del operador del campo, en condiciones de mercado similares.

La Figura 23 presenta el análisis comparativo entre las leyes mencionadas respecto a dos indicadores, la PET y el VAN. Claramente se observa que la Ley de Hidrocarburos N° 3058 y los nuevos contratos permiten una mayor participación, pero ésta sólo es factible cuando los precios son elevados, dado que en precios pequeños o medianos la rentabilidad para el operador del campo es negativa o cercana a cero.

**Figura 23: Análisis Comparativo - Campos Pequeños  
Participación Estatal Tradicional**

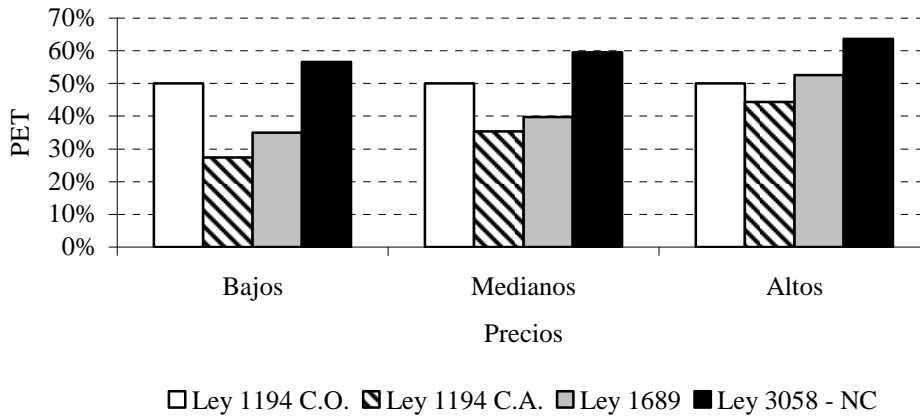


**Valor Actual Neto del Operador**

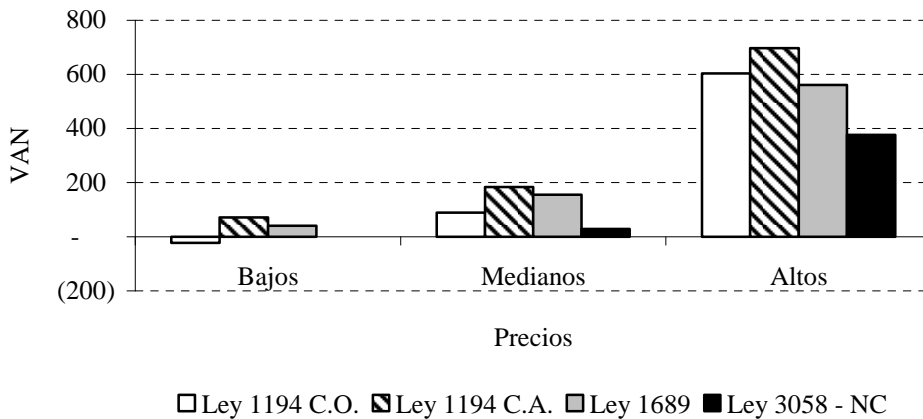


La Figura 24 presenta el análisis para el caso de los campos medianos, al igual que en el caso anterior, la Ley de Hidrocarburos N° 3058 es viable sólo en condiciones de precios medianos. Por último la Figura 25 presenta la situación en el caso de los campos grandes, donde se observa que la tendencia no varía.

**Figura 24: Análisis Comparativo - Campos Medianos  
Participación Estatal Tradicional**

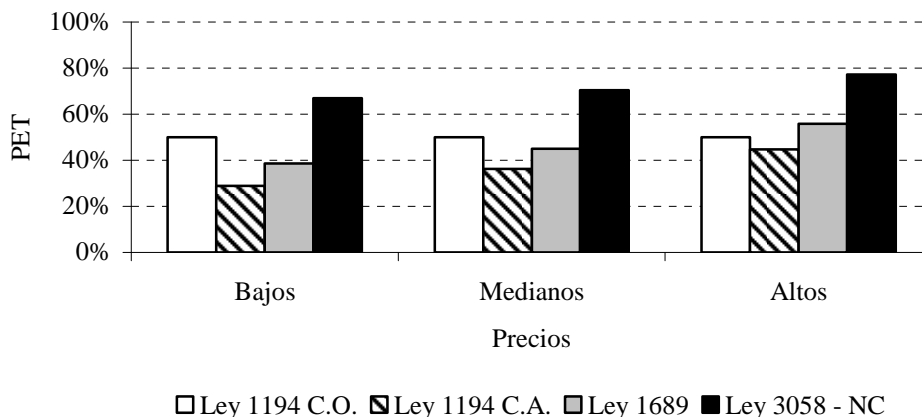


**Valor Actual Neto del Operador**

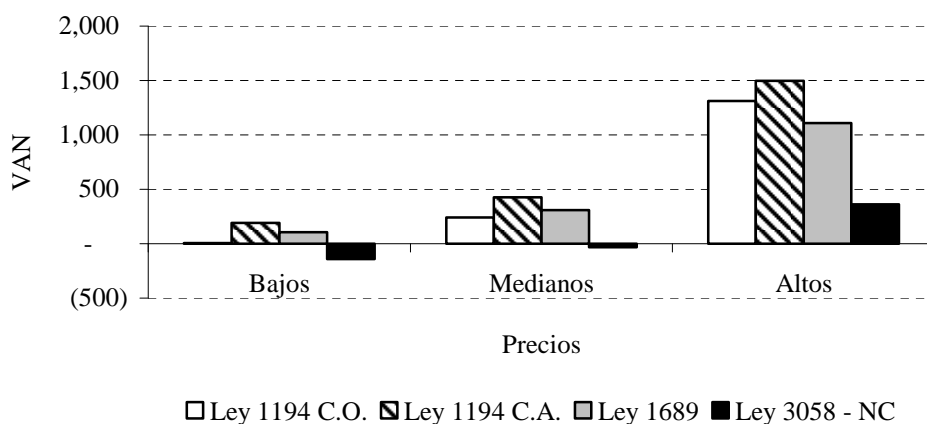


Con estos resultados no es prudente evaluar el nivel de Participación Estatal sólo con los porcentajes aplicados, por ejemplo, 18%, 50% ó 70%; dado que también es necesario estudiar la base sobre la cual se aplican los mismos, es decir el precio de venta. Las condiciones de mercado, sobre todo en precios, que se tenían hace 5 ó 10 años atrás son distintas a las que se tienen actualmente. En el pasado el precio de venta de gas natural, en Boca de Pozo, difícilmente superaba los \$US/MM BTU 1.00, sin embargo, en la actualidad podría llegar a sobrepasar los \$US/MM BTU 4.5. Por ello no es lo mismo 18% (ó 18% más utilidades) de \$US/MM BTU 1.00 que 70% de \$US/MM BTU 4.5. En este punto es necesario aclarar que las actuales condiciones de precios responden, principalmente, a las negociaciones llevadas a cabo por YPFB en la década de los noventa.

**Figura 25: Análisis Comparativo – Campos Grandes  
Participación Estatal Tradicional**



**Valor Actual Neto del Operador**



Con la firma de los nuevos contratos, en el caso de los megacampos, la participación del Estado subió (pese a la propuesta de eliminación del Surtax), respecto a lo establecido en la Ley de Hidrocarburos N° 3058. Sin embargo, es necesario recordar que los recursos generados con la firma de nuevos contratos deberían ser destinados a YPFB y no a gastos no relacionados con la actividad hidrocarburífera. Por ejemplo, financiar gasto social (que puede ser muy aplaudido) con recursos de YPFB, podría abrir las puertas para que nuevamente se *maltrate* a la estatal petrolero con transferencias directas y discrecionales.

# 3. Ley N° 3058, Decreto Supremo N° 28701 y Nuevos Contratos (\*)

## 3.1 Introducción (\*)

En esta sección se analizará la participación de YPFB en los contratos de exploración y explotación firmados por YPFB y aprobados en el Congreso Nacional. En particular se estudiará el porcentaje de participación aprobado en el Anexo “F” de dichos contratos.

Como es usual, se utilizará la notación básica explicada en el capítulo 1\*, a la que se le añadirán las fórmulas especificadas en el Anexo “F” que sirven para calcular la participación de YPFB en la utilidad de la empresa. En lo posible se intentará además, estimar el porcentaje de participación sobre los ingresos en Boca de Pozo.

## 3.2 Modelo (\*)

Además de las ecuaciones del modelo básico, también deben añadirse aquellas explicadas en el Anexo “F”.<sup>62</sup> En este sentido a continuación se detalla cada una de ellas, es necesario advertir en este punto que la simbología utilizada en este capítulo difiere marginalmente de aquella especificada en los contratos, en un afán de mantener coherencia con los capítulos anteriores.

---

<sup>62</sup> Las únicas consideraciones adicionales que deben hacerse son: 1) ahora el precio para pagar las regalías, participaciones e IDH son los precios reales; 2) el nuevo impuesto que creó la Ley N° 3058 es un impuesto a la producción y por tanto, se asume que puede deducirse de la base imponible para pagar los impuestos sobre las utilidades y; 3) la participación de YPFB establecida en los nuevos contratos sustituye el pago del *Surtax*. En este sentido, al modelo base descrito anteriormente se le añaden estas nuevas características.



Cada uno de los contratos contiene una tabla de participación sobre el beneficio de la operación. Esta tabla es de doble entrada, en la primera columna se especifica el nivel de producción<sup>63</sup> y en la primera fila el coeficiente  $B_t$ ; de esta forma, para cada vector (producción;  $B_t$ ) se tiene asociado un porcentaje de participación de la empresa estatal ( $qb_t$ ). En este sentido es posible estimar la siguiente relación para los campos de gas natural:

$$qb_t = \alpha_0 + \alpha_1 \cdot V_{gn,t} + \alpha_2 \cdot B_t$$

Y la siguiente para los campos de petróleo:

$$qb_t = \alpha_0 + \alpha_1 \cdot V_{p,t} + \alpha_2 \cdot B_t$$

El cálculo del nivel de producción no debiera ser problema, de acuerdo a los contratos es “la producción entregada en el Punto de Fiscalización” (Boca de Pozo); sin embargo, podría surgir una discrepancia cuando el mismo anexo menciona que es la producción de hidrocarburos, puesto que no se sabe si este nivel de producción incluye o no, las quemadas, venteos y reinyecciones; para fines de este capítulo se asumirá que es la producción entregada para ser transportada, es decir, la producción comercializada.

El cálculo de  $B_t$  es más complicado, ya que involucra la depreciación acumulada, la inversión acumulada y la ganancia de la compañía de la siguiente forma:

$$B_t = \left( \frac{\delta_0 + \sum_{i=1}^t \delta_i + \sum_{i=1}^t GDT_i}{i_0 + \sum_{i=1}^t i_i + \sum_{i=1}^t IMP} \right)$$

Donde:

$\delta_0$  = Es el nivel de depreciación acumulado a la firma del contrato.

$i_0$  = Es el nivel de inversión acumulado a la firma del contrato.

La expresión  $GDT_t$  es aquella parte del beneficio que se queda con la compañía, es decir:

$$GDT_t = (1 - qb_t) \cdot (IT_t - R_t - IDH_t - CR_t)$$

O también:<sup>64</sup>

<sup>63</sup> En el caso de los campos de gas natural la producción está expresada en miles de Pcd. por su parte, en el caso de los campos de petróleo ésta se expresa en Bpd.

<sup>64</sup> Puesto que:  $R_t + IDH_t = 0.5 \cdot IT_t$

$$GDT_t = (1 - qb_t) \cdot (0.5 \cdot IT_t - CR_t)$$

Los *Costos Recuperables* ( $CR_t$ ) se asume que incluyen los costos de operación, el pago por el Impuesto a la Remisión de Utilidades al Exterior<sup>65</sup> y la depreciación, es decir:<sup>66</sup>

$$CR_t = CO_t + IRUE_t + \delta_t$$

La expresión  $IMP_t$  agrupa todos los impuestos “efectivamente pagados...excepto el IVA y aquellos que hayan sido reconocidos como costos recuperables”,<sup>67</sup> entonces esta expresión, para fines del modelo, es:

$$IMP_t = IUE_t$$

De esta forma se puede reescribir la expresión  $B_t$  de la siguiente manera:

$$B_t = \left( \frac{\delta_0 + \sum_{i=1}^t \delta_i + \sum_{i=1}^t ((1 - qb_t) \cdot (0.5 \cdot IT_t - (CO_t + IRUE_t + \delta_t)))}{i_0 + \sum_{i=1}^t i_i + \sum_{i=1}^t (IUE_t)} \right)$$

Finalmente la participación de YPFB en el beneficio es:

$$GDY_t = qb_t \cdot GD_t$$

Donde:

$GD_t$  = Es el nivel de utilidad que debe repartirse entre YPFB y la compañía privada.

### 3.3 Rango del parámetro $B_t$ (\*)

Una vez planteado el modelo de análisis, el siguiente paso es estimar el rango probable para la participación de YPFB. Es decir, bajo supuestos razonables se desea conocer entre qué valores podría oscilar la participación de la estatal petrolera con la firma de los nuevos contratos.

<sup>65</sup> De acuerdo a la cláusula 4 del Anexo “D” de los contratos.

<sup>66</sup> En muchos de los contratos se señala un límite para la recuperación de costos entre 60% y 100% del ingreso bruto menos las regalías, participaciones e IDH; también es posible trasladar al futuro los costos que no hubiesen sido recuperados en una gestión. Para fines del modelo, por el momento no se tomará en cuenta estas restricciones.

<sup>67</sup> Anexo “F” de los contratos, en este punto se asume que dentro los impuestos pagados no se encuentran las regalías, participaciones e IDH.

En primer lugar se analizará el rango del parámetro  $B_t$ , por ello es necesario saber si el mismo es positivo, entonces debe cumplirse:

$$B_t = \left( \frac{\delta_0 + \sum_{i=1}^t \delta_i + \sum_{i=1}^t ((1 - qb_t) \cdot (0.5 \cdot IT_t - (CO_t + IRUE_t + \delta_t)))}{i_0 + \sum_{i=1}^t i_i + \sum_{i=1}^t (IUE_t)} \right) > 0$$

El denominador de la anterior expresión será siempre positivo, dado que la inversión, los ingresos brutos y el IUE pagado no pueden tomar valores negativos. Respecto al numerador, se sabe que tanto la depreciación como la expresión  $(1 - qb_t)$  tomarán valores positivos, por ello resta saber si se cumple esta condición:

$$(0.5 \cdot IT_t - (CO_t + IRUE_t + \delta_t)) > 0$$

Puesto que los costos recuperables no pueden ser mayores a  $0.5 \cdot IT_t$ , entonces la desigualdad anterior se cumple, por tanto, el parámetro  $B_t$  es siempre positivo.

### 3.4 Rango de la Participación de YPFB (\*)

#### 3.4.1 Participación General (\*)

Una vez determinado el rango del parámetro  $B_t$ , en esta sección se estimarán los parámetros  $\alpha_0$ ,  $\alpha_1$  y  $\alpha_2$  de las ecuaciones que relacionan el volumen producido, el parámetro  $B_t$  y la participación de YPFB ( $qb_t$ ), es decir:

$$qb_t = \alpha_0 + \alpha_1 \cdot V_{gn,t} + \alpha_2 \cdot B_t$$

$$qb_t = \alpha_0 + \alpha_1 \cdot V_{p,t} + \alpha_2 \cdot B_t$$

Tomando los datos de las tablas del anexo “F”<sup>68</sup> de los contratos de exploración y explotación y aplicando regresiones simples de mínimos cuadrados ordinarios, para estimar las ecuaciones anteriores, se encontraron los resultados presentados en la Tabla 21.<sup>69</sup> De esta tabla quedan dos resultados que vale la pena destacarse: 1) A medida que el nivel de producción se incrementa la participación de YPFB sobre el beneficio de la

<sup>68</sup> Las mismas se detallan en el Anexo 3 – Tablas del Anexo “F”.

<sup>69</sup> En algunos casos se estiman las siguientes ecuaciones:

$$qb_t = \alpha_0 + \alpha_1 \cdot V_{gn,t} + \alpha_2 \cdot V_{gn,t}^2 + \alpha_3 \cdot B_t + \alpha_4 \cdot B_t^2$$

$$qb_t = \alpha_0 + \alpha_1 \cdot V_{p,t} + \alpha_2 \cdot V_{p,t}^2 + \alpha_3 \cdot B_t + \alpha_4 \cdot B_t^2$$

operación, disminuye. Por su parte, a medida que el parámetro  $B_i$  se incrementa también lo hace la participación de YPFB.

Parece bastante razonable que a medida que el parámetro  $B_i$  se incrementa también lo haga la participación del Estado, a través de YPFB; en otras palabras, a medida que sube la utilidad de la empresa sube dicho porcentaje. Lo que llama la atención es que incrementos en la producción generen niveles de participación menores, probablemente esto responde a la necesidad de incrementar el incentivo para generar mayores niveles de producción; sin embargo, podría también tener el incentivo “perverso” para acelerar el cierre de los campos una vez que comience la etapa natural de declinación. Puesto que, si la producción comienza a decaer, la participación del Estado se incrementa, entonces en un afán de maximizar la utilidad del operador, sería necesario acelerar el cierre del campo.

**Tabla 21: Regresiones con MCO**

No.	Contrato	Constante	V	V <sup>2</sup>	B	B <sup>2</sup>	R <sup>2</sup>
1	Todos los campos operados por Chaco	0.001904	(0.000843)	-	0.119818	-	99%
2	Patuju	0.007095	0.001074	(0.000039)	0.164782	0.034026	99%
3	Víbora	0.007095	0.001074	(0.000039)	0.164782	0.034026	99%
4	Sirari	0.007095	0.001074	(0.000039)	0.164782	0.034026	99%
5	Guairuy	0.003261	(0.000062)	-	0.158233	-	99%
6	Río Grande	0.007095	0.001074	(0.000039)	0.164782	0.034026	99%
7	Cobra	0.007095	0.001074	(0.000039)	0.164782	0.034026	99%
8	Yapacaní	0.007095	0.001074	(0.000039)	0.164782	0.034026	99%
9	Boquerón	0.007095	0.001074	(0.000039)	0.164782	0.034026	99%
10	Grigotá (Los Sauces)	0.007095	0.001074	(0.000039)	0.164782	0.034026	99%
11	Palacios	0.002119	(0.011928)	-	0.406216	-	99%
12	Amboró Espejos (*)						
13	Camiri	0.003261	(0.000062)	-	0.158233	-	99%
14	Puerto Palos	0.002119	(0.011928)	-	0.406216	-	99%
15	Enconada	0.002119	(0.011928)	-	0.406216	-	99%
16	Sara Boomerang III - Arroyo Negro y Los Penocos	0.003261	(0.000062)	-	0.158233	-	99%
17	Cascabel	0.002119	(0.011928)	-	0.406216	-	99%
18	Sara Boomerang I (*)						
19	La Peña y Tundy	0.003261	(0.000062)	-	0.158233	-	99%
20	Cambeiti	0.200000	(0.002000)	-	0.227273	-	99%
21	Paloma, Surubí, Surubí BB	(0.097291)	(0.000097)	-	0.172521	-	99%
22	Tuichi (*)						
23	Surubí Noroeste	(0.097291)	(0.000097)	-	0.172521	-	99%
24 a	Itaú (Precio mayor a 3.2)	(0.000110)	(0.000363)	-	0.272718	-	100%
24 b	Itaú (Precio menor a 3.2)	0.001011	(0.000457)	-	0.134743	-	100%
25 a	Ipati - Incahuasi (Precio menor a 2.65)	0.001011	(0.000457)	-	0.134743	-	99%
25 b	Ipati - Incahuasi (Precio mayor a 2.65)	0.100000	(0.000364)	-	0.272727	-	99%
26 a	Aquío (Precio menor a 2.65)	0.001011	(0.000457)	-	0.134743	-	99%
26 b	Aquío (Precio mayor a 2.65)	0.100000	(0.000364)	-	0.272727	-	99%
27	Yacuiba - Madrejones Bol., Tacobo, Tajibo, Río Seco, Huayco	0.220202	(0.001418)	-	0.045227	-	99%
28	Bermejo, Toro, Barretero, Tigre & San Telmo	0.220202	(0.001418)	-	0.045227	-	99%
29	Porvenir, Chaco Sur y Naranjillos	0.212299	(0.027701)	0.000695	0.024651	0.006422	97%
30	Palmar	0.200000	(0.002000)	-	0.227273	-	99%
31	Warnes	0.200000	(0.002000)	-	0.227273	-	99%
32	Colpa & Caranda	0.198812	(0.004534)	-	0.179513	-	99%
33	Tarija Este y La Vertiente	(0.400000)	(0.000625)	-	0.380952	-	99%
34 a	Ingre (Precio menor a 2.9)	0.089905	(0.000286)	-	0.030299	-	99%
34 b	Ingre (Precio mayor a 2.9)	(0.001105)	(0.000318)	-	0.272864	-	99%
35	Irenda	0.001666	(0.000017)	-	0.270646	-	99%
36	Río Hondo (*)						
37 a	San Alberto (Precio menor a 2.65)	0.298418	(0.000421)	-	0.100000	-	99%
37 b	San Alberto (Precio mayor a 2.65)	0.267020	(0.000268)	-	0.404132	-	100%
38 a	San Antonio - Sábalo (Precio menor a 2.65)	0.356610	(0.000360)	-	0.100000	-	98%
38 b	San Antonio - Sábalo (Precio mayor a 2.65)	0.221212	(0.000215)	-	0.439504	-	99%
39	Monteagudo	0.200432	(0.000588)	-	0.135626	-	99%
40 a	Caipipendi - Margarita (Precio menor a 3.2)	0.245385	(0.000188)	-	(0.380780)	0.195272	98%
40 b	Caipipendi - Margarita (Precio mayor a 3.2)	(0.001307)	(0.000668)	-	0.422949	-	100%
41	Nupuco	0.197326	(0.050019)	-	0.127045	-	99%
42	El Dorado	0.004875	(0.001903)	-	0.118971	-	99%
43	Charagua - Itatiqui (*)						
44	Tatarendá	0.092637	(0.000751)	-	0.189411	0.002280	95%

Elaboración: Propia

Fuente: Contratos de Exploración y Explotación

(\*) No se dispone de información

Con los resultados de la tabla anterior es posible encontrar el rango de participación de YPFB en las utilidades de la operación del campo. Al momento de elaborar este libro aún los contratos de exploración y explotación no comenzaron a operar, por ello, sólo es posible estimar el rango de participación en función a los rangos de las variables que afectan a esta participación, el nivel de producción y el parámetro  $B_i$ .

Utilizando el nivel de producción reportado por YPFB a octubre del año 2006 se construyeron la Tabla 22 y Tabla 23. En las mismas se observa la participación inicial, mínima y máxima de YPFB sobre los beneficios.

**Tabla 22: Participación de YPFB sobre la Utilidad – Producción de Gas Natural**

Operador	Producción 2006 (p) - MM pcd	% Inicial	% Mínimo	% Máximo
<b>ANDINA</b>		<b>4%</b>	<b>1%</b>	<b>27%</b>
Camiri	0.0	15%	1%	31%
Guairuy	-	15%	1%	31%
La Peña	0.2	13%	1%	29%
Río Grande	66.7	1%	1%	22%
Sirari	25.7	8%	1%	32%
Víborá	46.3	6%	1%	29%
Yapacaní	29.8	5%	1%	32%
Los Sauces	6.5	10%	1%	32%
Arroyo Negro	0.0	15%	1%	31%
Cascabel	-	1%	1%	81%
Los Penocos	0.0	15%	1%	31%
<b>CHACO</b>		<b>1%</b>	<b>1%</b>	<b>23%</b>
Bulo Bulo	47.1	1%	1%	23%
Carrasco	13.1	1%	1%	23%
Carrasco FW	5.6	1%	1%	23%
H. Suárez Roca	0.1	1%	1%	23%
Kanata	7.6	1%	1%	23%
Kanata FW	0.2	1%	1%	23%
Los Cusis	0.0	1%	1%	23%
Montecristo	-	1%	1%	23%
Patujusal	0.1	1%	1%	23%
Patujusal Oeste	-	1%	1%	23%
San Roque	7.5	1%	1%	23%
Kanata Norte	11.1	1%	1%	23%
Vuelta Grande	60.4	1%	1%	23%
<b>VINTAGE</b>		<b>1%</b>	<b>1%</b>	<b>22%</b>
Naranjillos	13.8	1%	1%	7%
Ñupuco	6.9	0%	0%	61%
Porvenir	0.0	1%	1%	7%
Chaco Sur	4.8	1%	1%	7%
<b>REPSOL YPF</b>		<b>1%</b>	<b>1%</b>	<b>28%</b>
Monteagudo	0.7	4%	4%	31%
Paloma	17.2	1%	1%	1%
Surubí Noroeste	0.7	1%	1%	3%
Surubí	1.4	1%	1%	1%
Surubí Bloque Bajo	1.3	1%	1%	1%
Cambeiti	0.0	43%	20%	65%
Margarita	47.7	1%	1%	40%
Itatiqui	-	0%	0%	0%
<b>PETROBRAS ENERGÍA</b>		<b>18%</b>	<b>4%</b>	<b>48%</b>
Caranda	24.9	18%	4%	48%
Colpa	11.0	18%	4%	48%
<b>PLUSPETROL</b>		<b>22%</b>	<b>22%</b>	<b>35%</b>
Bermejo	0.9	22%	22%	35%
Toro	-	22%	22%	35%
Madrejones	-	18%	17%	31%
Tacobo	35.4	18%	17%	31%
<b>BG BOLIVIA</b>		<b>1%</b>	<b>1%</b>	<b>29%</b>
Escondido	28.5	1%	1%	29%
La Vertiente	19.9	1%	1%	29%
Taiguati	0.3	1%	1%	29%
Los Suris	3.9	1%	1%	29%
<b>PETROBRAS BOLIVIA</b>		<b>21%</b>	<b>15%</b>	<b>97%</b>
San Alberto	321.3	24%	18%	98%
Sábalo	407.8	20%	13%	96%
<b>MATPETROL</b>		<b>11%</b>	<b>3%</b>	<b>41%</b>
Villamontes	-			
Tatarenda	0.0	11%	3%	41%
<b>TOTAL E&amp;P BOLIVIE</b>		<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>
Itaú	-	1%	1%	9%
<b>TOTAL NACIONAL</b>	<b>1,277</b>	<b>14%</b>	<b>10%</b>	<b>67%</b>

Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

Elaboración: Propia

(p) Preliminar

**Tabla 23: Participación de YPFB sobre la Utilidad – Producción de Petróleo, Condensado y Gasolina Natural**

Operador	Producción 2006 (p) - Bpd.	% Inicial	% Mínimo	% Máximo
<b>ANDINA</b>		<b>6%</b>	<b>1%</b>	<b>28%</b>
Camiri	205	15%	1%	31%
Guairuy	133	15%	1%	31%
La Peña	408	13%	1%	29%
Río Grande	1,323	1%	1%	22%
Sirari	449	8%	1%	32%
Víborá	1,156	6%	1%	29%
Yapacaní	544	5%	1%	32%
Los Sauces	217	10%	1%	32%
Arroyo Negro	14	15%	1%	31%
Cascabel	-	1%	1%	81%
Los Penocos	179	15%	1%	31%
<b>CHACO</b>		<b>1%</b>	<b>1%</b>	<b>23%</b>
Bulo Bulo	2,560	1%	1%	23%
Carrasco	202	1%	1%	23%
Carrasco FW	1,026	1%	1%	23%
H. Suárez Roca	401	1%	1%	23%
Kanata	588	1%	1%	23%
Kanata	55	1%	1%	23%
Los Cusis	390	1%	1%	23%
Montecristo	17	1%	1%	23%
Patujusal	628	1%	1%	23%
Patujusal Oeste	45	1%	1%	23%
San Roque	109	1%	1%	23%
Kanata Norte	1,139	1%	1%	23%
Vuelta Grande	1,155	1%	1%	23%
<b>VINTAGE</b>		<b>1%</b>	<b>1%</b>	<b>29%</b>
Naranjillos	128	1%	1%	7%
Ñupuco	123	0%	0%	61%
Porvenir	0	1%	1%	7%
Chaco Sur	55	1%	1%	7%
<b>REPSOL YPF</b>		<b>1%</b>	<b>1%</b>	<b>11%</b>
Monteagudo	278	4%	4%	31%
Paloma	2,106	1%	1%	1%
Surubí Noroeste	2,730	1%	1%	1%
Surubí	2,227	1%	1%	1%
Surubí Bloque Bajo	1,356	1%	1%	1%
Cambeiti	38	43%	20%	65%
Margarita	2,828	1%	1%	40%
Itatiqui	-	0%	0%	0%
<b>PETROBRAS ENERGÍA</b>		<b>18%</b>	<b>4%</b>	<b>48%</b>
Caranda	752	18%	4%	48%
Colpa	287	18%	4%	48%
<b>PLUSPETROL</b>		<b>22%</b>	<b>22%</b>	<b>35%</b>
Bermejo	56	22%	22%	35%
Toro	91	22%	22%	35%
Madrejones	-	18%	17%	31%
Tacobo	199	18%	17%	31%
<b>BG BOLIVIA</b>		<b>1%</b>	<b>1%</b>	<b>29%</b>
Escondido	786	1%	1%	29%
La Vertiente	473	1%	1%	29%
Taiguati	17	1%	1%	29%
Los Suris	84	1%	1%	29%
<b>PETROBRAS BOLIVIA</b>		<b>21%</b>	<b>15%</b>	<b>97%</b>
San Alberto	7,865	24%	18%	98%
Sábalo	13,929	20%	13%	96%
<b>MATPETROL</b>		<b>11%</b>	<b>3%</b>	<b>41%</b>
Villamontes	-			
Tatarenda	89	11%	3%	41%
<b>TOTAL E&amp;P BOLIVIE</b>		<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>
Itaú	-	1%	1%	9%
<b>TOTAL NACIONAL</b>	<b>49,440</b>	<b>11%</b>	<b>7%</b>	<b>54%</b>

Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

Elaboración: Propia

(p) Preliminar

La participación inicial de YPF se calcula sobre el parámetro  $B_t$  inicial establecido en los contratos firmados, pero la misma cambiará rápidamente en función a los nuevos valores de producción y del parámetro  $B_t$  que deben calcularse periódicamente, de acuerdo a lo establecido en dichos contratos. Dado que no se espera cambios dramáticos en el corto plazo, en los niveles de producción observados hasta octubre del 2006, el rango de la participación puede calcularse en función solamente a los valores de  $B_t$ .

La participación mínima especificada en las tablas anteriores responde a un valor de  $B_t$  de 0 y la máxima corresponde al valor de  $B_t$  establecido en cada contrato. La varianza de este indicador es elevada, existen campos que aportan con el 1% sobre sus utilidades y otros con más del 80%; el promedio ponderado por volumen para el gas natural oscila entre 10% y 67% sobre las utilidades, en el caso de los líquidos, este rango oscila entre 7% y 54%.

Un cuidado que debe tenerse es **no** adicionar los porcentajes anteriores al 50% establecido en la Ley de Hidrocarburos, toda vez que la **participación de YPF se calcula sobre las utilidades y el 50% de la Ley sobre el ingreso en Boca de Pozo**. Para poder comparar estas dos cifras es necesario conocer la participación de las utilidades en los ingresos en Boca de Pozo. Al momento de elaborar este documento no se conocía este indicador, toda vez que no se sabe el nivel de utilidades que reconocerá YPF a los operadores del campo.

No obstante esta restricción de acceso a la información, es posible construir un par de escenarios posibles, A y B. En el escenario A se asume que la utilidad promedio de la industria representa el 20% de los ingresos en Boca de Pozo; por su parte, el Escenario B asume que este porcentaje es 30%. Con estos supuestos se construyeron la Tabla 24 y la Tabla 25, en ellas se muestra no sólo el porcentaje del 50% establecido en la Ley de Hidrocarburos sino también aquél generado con la firma de nuevos contratos. En este sentido se observa que el rango de participación promedio en los campos de gas natural puede oscilar entre 52% y 70% sobre los ingresos en Boca de Pozo.

**Tabla 24: PET – Gas Natural (Escenario A)**

Concepto	Mínimo	Máximo
Ley de Hidrocarburos	50%	50%
Nuevos Contratos	2%	13%
<b>Total</b>	<b>52%</b>	<b>63%</b>

**Tabla 25: PET – Gas Natural (Escenario B)**

Concepto	Mínimo	Máximo
Ley de Hidrocarburos	50%	50%
Nuevos Contratos	3%	20%
<b>Total</b>	<b>53%</b>	<b>70%</b>

Por otra parte, las tablas que se presenta a continuación muestran los porcentajes, en los dos escenarios considerados, para el caso del petróleo, condensado y gasolina natural. Se



observa que éstos son menores a los del gas natural, dado que el rango es de 51% a 66%, probablemente se deba al incentivo que se desea otorgar a esta producción.

**Tabla 26: PET – Líquidos (Escenario A)**

<b>Concepto</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Máximo</b>
Ley de Hidrocarburos	50%	50%
Nuevos Contratos	1%	11%
<b>Total</b>	<b>51%</b>	<b>61%</b>

**Tabla 27: PET – Líquidos (Escenario B)**

<b>Concepto</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Máximo</b>
Ley de Hidrocarburos	50%	50%
Nuevos Contratos	2%	16%
<b>Total</b>	<b>52%</b>	<b>66%</b>

### 3.4.2 Megacampos (\*)

Si bien el porcentaje de participación Estatal será conocido luego de que YPFB protocolice los contratos firmados y comience a implementarlos, es posible estimar los rangos de participación utilizando el modelo presentado en el capítulo 1\* en el caso de los megacampos. Por ello, a continuación se presentará el resultado del siguiente ejercicio: al modelo base explicado se le aplicarán las tablas establecidas en los contratos de los campos de San Alberto, Sábalo, Margarita y Itaú, con el fin de estudiar la participación Estatal en condiciones de mercado similares.

La Tabla 28 presenta los resultados obtenidos cuando el volumen de producción es de 5 MM mcd a distintos niveles de precios del gas natural en Boca de Pozo. Las variables sujetos de análisis son: 1) la participación de YPFB resultante de la firma de los nuevos contratos; 2) la participación de los impuestos sobre las utilidades; 3) la PET que incluye la participación de YPFB, los impuestos sobre las utilidades y el 50% establecido en la Ley de Hidrocarburos y; 4) el VAN del operador del campo.

Un primer hecho que merece comentarse es que la participación de YPFB en cada uno de los megacampos es distinta, pese a que las condiciones de mercado se estandarizaron. Lo que implica que, pese a ser campos de similares características (megacampos), dicha participación no es uniforme. Sin embargo, esta situación se atenúa (pero no desaparece) cuando se incorporan en el análisis los impuestos sobre las utilidades, toda vez que los operadores de aquellos campos que no poseen una elevada participación de YPFB deberían presentar una mayor utilidad.

**Tabla 28: Participación Estatal Tradicional (PET) – 5 MM mcd**  
Participación de YPFB

Campo	Precio en Boca de Pozo (\$US/MM BTU)				
	1.00	2.00	3.00	4.00	5.00
San Alberto	7.8%	8.4%	16.0%	17.8%	18.8%
Sábalo	9.5%	10.1%	15.5%	17.2%	18.2%
Margarita	1.6%	1.7%	1.9%	6.7%	7.0%
Itaú	1.0%	1.0%	1.1%	4.6%	4.9%

Impuestos a las Utilidades

Campo	Precio en Boca de Pozo (\$US/MM BTU)				
	1.00	2.00	3.00	4.00	5.00
San Alberto	4.5%	7.5%	6.6%	7.1%	7.5%
Sábalo	4.1%	6.9%	6.8%	7.3%	7.7%
Margarita	6.2%	9.7%	11.4%	10.9%	11.5%
Itaú	6.2%	9.8%	11.7%	11.6%	12.3%

Participación del Estado Tradicional (PET)

Campo	Precio en Boca de Pozo (\$US/MM BTU)				
	1.00	2.00	3.00	4.00	5.00
San Alberto	62%	66%	73%	75%	76%
Sábalo	64%	67%	72%	75%	76%
Margarita	58%	61%	63%	68%	69%
Itaú	57%	61%	63%	66%	67%

VAN de la Empresa

Campo	Precio en Boca de Pozo (\$US/MM BTU)				
	1.00	2.00	3.00	4.00	5.00
San Alberto	(110)	(17)	15	71	127
Sábalo	(117)	(27)	19	77	135
Margarita	(88)	20	123	180	268
Itaú	(85)	25	129	199	294

El rango de la PET en todos los campos analizados oscila entre 57% y 76%, dependiendo por supuesto del nivel de precios observado. Sin embargo, también debe considerarse el VAN del operador de dicho campo, dado que si los precios son muy bajos la operación ya no es rentable y por tanto no existe el incentivo a operarlo.

La Tabla 29 presenta un análisis similar al anterior sólo que para una producción de 10 MM de mcd. Ciertamente los resultados no varían respecto del escenario anterior, sólo en algunos casos se observa una PET mayor toda vez que, si bien la recaudación por los impuestos a las utilidades es mayor, no así la participación de YPFB (que disminuye) dado que a medida que se incrementa la producción entonces baja esta última participación, tal como se analizó en la Tabla 21.

**Tabla 29: Participación Estatal Tradicional (PET) – 10 MM mcd**  
Participación de YPFB

Campo	Precio en Boca de Pozo (\$US/MM BTU)				
	1.00	2.00	3.00	4.00	5.00
San Alberto	6.4%	8.0%	16.9%	18.1%	18.8%
Sábalo	8.3%	10.3%	16.6%	17.8%	18.4%
Margarita	0.9%	1.1%	1.2%	4.1%	4.2%
Itaú	0.3%	0.3%	0.4%	3.3%	3.4%

Impuestos a las Utilidades

Campo	Precio en Boca de Pozo (\$US/MM BTU)				
	1.00	2.00	3.00	4.00	5.00
San Alberto	6.7%	9.0%	7.5%	7.9%	8.2%
Sábalo	6.1%	8.2%	7.6%	8.0%	8.3%
Margarita	8.5%	11.4%	12.9%	12.7%	13.3%
Itaú	8.6%	11.6%	13.2%	13.0%	13.5%

Participación del Estado Tradicional (PET)

Campo	Precio en Boca de Pozo (\$US/MM BTU)				
	1.00	2.00	3.00	4.00	5.00
San Alberto	63%	67%	74%	76%	77%
Sábalo	64%	69%	74%	76%	77%
Margarita	59%	62%	64%	67%	67%
Itaú	59%	62%	64%	66%	67%

VAN de la Empresa

Campo	Precio en Boca de Pozo (\$US/MM BTU)				
	1.00	2.00	3.00	4.00	5.00
San Alberto	(81)	95	138	257	377
Sábalo	(94)	69	143	264	385
Margarita	(44)	170	377	530	725
Itaú	(39)	179	391	545	743

Se puede rescatar de este análisis es que, tanto la Ley de Hidrocarburos N° 3058 como los nuevos contratos firmados, no incentivan la explotación de un campo cuando los precios se sitúan entre 1 y 2 \$US/MM BTU. En este sentido, si se presentasen proyectos de consumo interno de gas natural a gran escala pero con precios bajos, el abastecimiento de los mismos podría ser bastante complicado.

### 3.4.3 Análisis Genérico (\*)

Este capítulo se completará con el análisis de los indicadores de Participación Estatal con la aplicación de la Ley de Hidrocarburos N° 3058 y los nuevos contratos de exploración y explotación, utilizando el modelo estándar descrito en los capítulos anteriores, para tres tipos de campos (pequeños, medianos y grandes) y tres escenarios de precios, también descritos anteriormente.

La Tabla 30 presenta los indicadores de participación estatal y rentabilidad para el operador del campo, en un escenario de precios bajos. Queda claro que las actuales

condiciones tributarias establecidas en la Ley N° 3058 y los nuevos contratos no incentivan la explotación hidrocarburífera.

**Tabla 30: Ley N° 3058 y Nuevos Contratos – Precios Bajos  
Precios Bajos - Campos de Gas Natural**

Indicador	Campo Pequeño	Campo Mediano	Campo Grande
PE	155%	127%	132%
PET	58%	57%	67%
PC	-55%	-27%	-32%
PCT	-21%	-12%	-16%
C.F.	N.E.	N.E.	N.E.
VAN	(23)	(50)	(142)

Elaboración: Propia

Por su parte, la Tabla 31 presenta los resultados obtenidos en un escenario de precios medianos. Se observa que si bien el VAN del operador del campo es positivo en el caso de los campos medianos, sólo podrían explotarse los campos cuando la probabilidad de éxito es muy elevada, es decir, aún la rentabilidad para la operación de campos es pequeña.

**Tabla 31: Ley N° 3058 y Nuevos Contratos – Precios Medios  
Precios Medianos - Campos de Gas Natural**

Indicador	Campo Pequeño	Campo Mediano	Campo Grande
PE	102%	93%	104%
PET	60%	60%	70%
PC	-2%	7%	-4%
PCT	-1%	4%	-2%
C.F.	N.E.	44%	N.E.
VAN	(2)	28	(33)

Elaboración: Propia

Finalmente la Tabla 32 presenta los indicadores cuando los precios son elevados. En este caso todos los indicadores de rentabilidad son razonables, tanto el VAN como el C.F. incentivan a explotar los tres tipos de campos. En este sentido debería quedar claro que la coyuntura de precios experimentada al momento de implementar la “nacionalización” de los hidrocarburos en mayo del 2005, fue altamente favorable, dado que pertenece a una situación de precios altos.

**Tabla 32: Ley N° 3058 y Nuevos Contratos – Precios Altos  
Precios Altos - Campos de Gas Natural**

Indicador	Campo Pequeño	Campo Mediano	Campo Grande
PE	80%	74%	88%
PET	67%	64%	77%
PC	20%	26%	12%
PCT	17%	23%	10%
C.F.	7%	6%	8%
VAN	77	376	363

Elaboración: Propia

## 4. Observaciones Finales

El presente libro analizó la Participación Estatal en la generación de rentas petroleras y gasíferas en Bolivia durante los últimos años. En particular se revisó la normativa legal que acompañó a las Leyes de Hidrocarburos aprobadas durante los gobiernos de Jaime Paz Zamora y Gonzalo Sánchez de Lozada; también se hizo especial énfasis en la actual Ley de Hidrocarburos N° 3058, el Decreto Supremo N° 28701 (llamado de “Nacionalización”) y la firma de los nuevos contratos de exploración y explotación firmados en el segundo semestre del año 2006.

En el afán de ordenar la discusión, en el primer capítulo se analizó los distintos conceptos de Participación Estatal utilizados en el libro, algunos de los instrumentos que generalmente utilizan los Estados a nivel internacional para participar en las rentas petroleras, el diseño de contratos en el área de exploración y explotación y los riesgos que enfrenta el sector; de todo este primer capítulo se puede concluir que:

- El término Participación Estatal que se utiliza en Bolivia es distinto al utilizado a nivel internacional y en distintas publicaciones teóricas. Mientras en el país dicho término se utiliza para estimar la cantidad de recursos apropiados por el Estado respecto de los **ingresos brutos**, a nivel internacional este término se utiliza para referirse a los recursos apropiados por el Estado respecto de la **utilidad**.
- Existen varios instrumentos a través de los cuales el Estado participa en la generación de rentas petroleras, entre ellos podemos citar: las regalías, los impuestos a la producción, los impuestos a las ventas, los impuestos a las utilidades, el factor R, la participación contractual de la Empresa Estatal, etc. Cada uno de estos instrumentos presenta ventajas y desventajas, por ello su uso generalmente está asociado al potencial hidrocarburífero de cada país.

- Las regalías, si bien tienen un concepto histórico particular, en los hechos impactan sobre la rentabilidad de la operación del campo como lo haría un impuesto a la producción. De esta forma cuál sea el destino de estos recursos al interior del Estado es un tipo de discusión que no debería interesar al momento de evaluar su impacto sobre los indicadores de rentabilidad de la operación.<sup>70</sup>
- Los contratos de exploración y explotación, generalmente firmados a nivel internacional, pueden clasificarse de acuerdo a tres criterios: 1) propiedad de hidrocarburos, entendido el concepto de propiedad como la capacidad para definir precios, volúmenes y mercados de venta; 2) el tipo de retribución al operador privado, si es en dinero o especie y; 3) la cantidad de riesgo compartida entre el Estado y el sector privado. Cuál de este tipo de contratos elegirá un país dependerá de la capacidad que tenga el Estado para manejar los riesgos inherentes a la exploración y explotación de hidrocarburos.
- En general se observa tres tipos de riesgos:<sup>71</sup> 1) a nivel exploratorio cuando no se sabe si el pozo exploratorio será exitoso o no; 2) a nivel de producción, cuando no se conoce si el nivel de producción de cada pozo es el esperado y; 3) en los precios, dado que los precios de venta son altamente fluctuantes, el riesgo en la operación puede ocasionar que campos técnicamente rentables podrían no serlo a nivel económico.

Luego de esta introducción teórica en la segunda parte se analizaron dos Leyes de Hidrocarburos: la Ley N° 1194 aprobada durante el gobierno de Sr. Jaime Paz Zamora y la Ley N° 1689 aprobada durante el gobierno del Sr. Gonzalo Sánchez de Lozada. Las principales conclusiones de esta sección se resumen de la siguiente manera:

- Durante la vigencia de la Ley N° 1194, en Bolivia operaban dos tipos de contratos, de operación y de asociación. De hecho, la principal novedad de esta Ley fue la introducción de los contratos de asociación, toda vez que los de operación fueron aprobados mediante Decreto Ley N° 10170 de 28 de marzo de 1972 durante la presidencia del Gral. Hugo Bánzer Suárez.
- En los contratos de operación, el riesgo exploratorio recaía sobre el inversionista privado; por su parte, en los contratos de asociación si bien el riesgo permanecía en el sector privado, cuando se realizaba un descubrimiento exitoso, el Estado reconocía al privado una parte de la inversión. Por esta razón, la Participación Estatal en los contratos de operación era mayor a la observada en los de asociación, sin embargo, en un escenario de precios bajos los contratos de operación generaban pérdidas económicas, situación que no ocurría en los de asociación.

---

<sup>70</sup> Si la regalía es en especie o dinero sí le interesa al inversionista privado, toda vez que su contabilidad es diferente, para un detalle de este aspecto ver Wright & Gallun (2005).

<sup>71</sup> Una vez realizada la etapa de prospección que también involucra un nivel de inversión importante.

- Respecto al nivel de recaudación observado en el período 1990-1995 (durante la vigencia de la Ley N° 1194) los aportes de YPFB al TGN eran importantes, entre \$US 350 y \$US 450 millones. Sin embargo, éstos correspondían a las etapas de exploración, explotación, transporte, refinación y comercialización de hidrocarburos. Por ello es necesario tener mucho cuidado al comparar estas cifras con aquellas observadas sólo en la etapa de exploración y explotación en gestiones futuras.
- La Participación Estatal durante la vigencia de la Ley N° 1194 estaba compuesta por las regalías departamentales del 11%, aquella destinada a Beni y Pando del 1%, un Impuesto Nacional del 19%, la participación contractual de YPFB generalmente igual al 19%, una transferencia de YPFB al TGN por la venta de gas natural a la República Argentina, la transferencia de YPFB al TGN por la venta de derivados de petróleo en el país, el IVA, el IT y otras transferencias menores de la Estatal Petrolera al Gobierno General. Cabe recalcar que muchos de estos conceptos no estaban definidos por Ley, en algunos casos eran establecidos por Decreto Supremo e inclusive por Resoluciones Ministeriales.
- Con la aprobación del conjunto de Leyes que acompañaron a la Ley de Hidrocarburos N° 1689, se ordenó y legalizó un sistema que hasta ese momento operaba a través de disposiciones legales de distinta jerarquía. Este hecho, asociado al proceso de participación popular, generó que la recaudación de los impuestos que se aplicaban al sector fuera sujeto de la coparticipación correspondiente.
- La Ley de Hidrocarburos N° 1689 estableció la creación de Hidrocarburos Existentes e Hidrocarburos Nuevos. La distinción entre ambos obedece a un criterio netamente económico, toda vez que la producción proveniente de los campos clasificados como Existentes pagaba el 50% en la forma de regalías y participaciones y la proveniente de los campos clasificados como Nuevos pagaba el 18%. Sin embargo, el sistema también incorporó al sector dentro del alcance de la Ley N° 843, por ello la producción de los Hidrocarburos Nuevos también debía pagar el Impuesto sobre las Utilidades, el Impuesto a la Remisión de Utilidades al Exterior y la alícuota adicional a las utilidades extraordinarias, generalmente llamada *Surtax*.
- La Ley de Hidrocarburos N° 1689 también definió un nuevo tipo de contrato llamado de riesgo compartido. Por ello aquellas compañías que llegaron al país bajo los contratos de operación o asociación podían firmar este nuevo tipo de contratos.
- Respecto al nivel de recaudación durante el período de vigencia de la Ley de Hidrocarburos N° 1689, se observa que el mismo no disminuyó en relación a la pasada Ley, de hecho se incrementó. ¿Qué explica este comportamiento? Que durante el período de vigencia de la Ley N° 1689 el nivel de ventas en Boca de

Pozo también se incrementó, debido a un crecimiento de precios y volúmenes resultantes del contrato de exportación de gas natural a la República del Brasil.

- Comparando las dos Leyes, en condiciones de mercado similares, se observa que si bien los contratos de operación establecidos en la Ley N° 1194 generan una mayor Participación Estatal en relación a los contratos de asociación de la misma Ley o los de riesgo compartido establecidos en la Ley N° 1689, esta mayor participación está asociada a menores niveles de rentabilidad. De hecho, en un escenario de precios bajos, los contratos de operación no ofrecen ningún incentivo a la explotación de campos de gas natural puesto que generan resultados negativos, esta situación no sucede con los contratos de asociación o de riesgo compartido.

Luego de analizar y comparar las Leyes de Hidrocarburos N° 1194 y N° 1689 en la tercera sección se estudió la Ley de Hidrocarburos N° 3058, el Decreto Supremo N° 28701 (llamado de “Nacionalización”) y los nuevos contratos de exploración y explotación firmados, las principales conclusiones que se derivan de este análisis son:

- La principal característica de la Ley N° 3058, en materia de Participación Fiscal, es la creación del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), que en los hechos es un impuesto a la producción con una tasa del 32%. La coparticipación del mismo, de acuerdo a Ley, es como sigue: a) 4% para cada uno de los departamentos productores; b) 2% para cada departamento no productor; c) el Tesoro General de la Nación (TGN), pueblos indígenas y originarios, comunidades campesinas, municipios, universidades, fuerzas armadas, policía nacional y otros.
- Esta Ley establece la migración y adecuación obligatoria de los contratos de riesgo compartido a cualquiera de las siguientes modalidades: a) contratos de operación; b) contratos de asociación y; c) contratos de producción compartida. En cada uno de ellos YPFB tiene derecho a una participación, en dinero o especie, definida contractualmente. Como es usual, una de las principales diferencias en estos tipos de contratos es la división de los riesgos inherentes a la actividad petrolera en Bolivia.
- La recaudación por concepto de IDH no fue despreciable, más de \$US 300 millones durante el año 2005 y alrededor de \$US 680 millones para el año 2006, hablan de un importante incremento de recursos para el Gobierno General. Sin embargo la situación no es alentadora para el TGN, toda vez que los nuevos recursos por IDH fueron coparticipados de la forma que menciona la Ley quedando un remanente para el TGN que apenas compensa la pérdida de recursos por la no presencia de Hidrocarburos Existentes. No olvidar que el 32% que tributaba la producción proveniente de campos clasificados Existentes se destinaba completamente al TGN.



- Por otro lado, el éxito fiscal de la Ley de Hidrocarburos N° 3058 puede verse opacado rápidamente por el elevado riesgo fiscal asociado a los ingresos provenientes por la explotación de hidrocarburos. Estimaciones preliminares hacen ver que estos ingresos pueden fluctuar hasta en 50% respecto de la recaudación del año 2006, por ello es urgente reconfigurar la estructura de coparticipación de este impuesto.
- El Decreto Supremo N° 28701 (llamado de “Nacionalización”) establece una participación a favor de YPFB equivalente al 32% en aquellos campos que producen más de 100 MM de pcd, es decir, San Alberto y Sábalo. La misma fue disminuida con la firma de los nuevos contratos y oscila entre 6% y 19%, dependiendo del nivel de utilidad que reconozca YPFB al operador del campo.

Es necesario remarcar en este punto que la participación contractual se calcula sobre el beneficio de la operación y no sobre los ingresos brutos, por ello, las cifras que aparecen en las tablas de los anexos “F” en los nuevos contratos **no** pueden ser adicionadas al 50% establecido en la Ley de Hidrocarburos actual.

- Este Decreto también establece que se “nacionalizan” las acciones de las empresas capitalizadas y privatizadas en el sector hidrocarburos. Al momento de elaboración del presente libro aún no se conocía el procedimiento a través del cual el Estado Boliviano lo hará.
- Los nuevos contratos de exploración y explotación firmados por el Poder Ejecutivo en el segundo semestre del año 2006, son un híbrido de la tipología establecida en la Ley de Hidrocarburos, ya que el tratamiento de la inversión es muy parecido a los contratos de riesgo compartido (donde se permite su recuperación), mientras que el pago de regalías, participaciones e IDH y la retribución al inversionista privado, responden a la tipología de los contratos de operación, establecidos en dicha Ley.
- La Participación Estatal **promedio**, de todos los campos de gas y petróleo, sobre los ingresos brutos obtenida con la firma de nuevos contratos y lo dispuesto en la Ley de Hidrocarburos, oscilaría entre el 51% y 70%, siendo algo mayor en el caso de los campos de gas natural respecto a los de petróleo. Llama la atención en este punto que campos de características similares (megacampos) reciban un tratamiento diferencial muy marcado; mientras en algunos la participación de YPFB **sobre el ingreso bruto en Boca de Pozo** sobrepasa el 18%, en otros alcanza el 9%.
- En diciembre del año 2006 el Poder Ejecutivo reglamentó el artículo 64 de la Ley de Hidrocarburos N° 3058, respecto al tratamiento de campos marginales y pequeños. De esta forma a través del Decreto Supremo N° 28984 se establece que aquellos campos de petróleo con una producción menor a los 900 Bpd. pagarán regalías, participaciones e impuestos en una cuantía menor al 50% y los campos

pequeños y marginales de gas natural tendrán un tratamiento preferencial en la asignación de volúmenes para la exportación.

- Comparando la actual Ley de Hidrocarburos, asociada a la firma de nuevos contratos, con las Leyes pasadas, se observa un importante incremento en la Participación Estatal en la renta petrolera/gasífera, sin embargo, ésta sólo es viable en un nivel de precios altos tal como los observados en los años 2005 y 2006, mismos que fueron resultado de las negociaciones llevadas a cabo por YPFB en la década de los noventa. Si los precios son bajos o medianos la normativa legal vigente ocasiona retornos negativos al inversionista. En este sentido, es necesario estudiar muy bien la economía inherente al abastecimiento de proyectos dentro del mercado interno que ya presenta precios, en Boca de Pozo, por debajo de \$US/MM BTU 1,00.
- Uno de los temas que debería llamar la atención es el uso de los recursos que recibirá YPFB con la firma de los nuevos contratos. Los mismos deberían financiar las actividades de YPFB y no otras obligaciones sociales del Estado (salud o educación) las mismas que, si bien son apreciadas y eventualmente aplaudidas, deberían tener una fuente de financiamiento distinta, a través del TGN o de algún Gobierno Departamental. YPFB es una empresa que merece ser tratada como tal, retornar a prácticas pasadas de transferencias directas y discrecionales de la estatal petrolera al Gobierno General acelerará el retorno del péndulo histórico, nuevamente.

Ya en la parte final, espero que la lectura de este libro haya contribuido positivamente en la discusión sobre tan apasionante e interesante tema. Ojalá que mi idea preliminar, sobre un texto de mayor alcance en la discusión económica del sector petrolero/gasífero en Bolivia, esté de acuerdo con este primer trabajo y lo evalúe con el cristal de los hechos presentes y futuros, tal como intenté hacerlo en esta oportunidad.

## 5. Bibliografía

Atkinson, Paul y Paul van den Noord (2001). “Managing Public Expenditure: Some Emerging Policy Issues and a Framework for Analysis”, *OECD Working Paper* , No. 285, (Febrero).

Boadway & Flatters. (1993). “The Taxation of Natural Resources: Principles and Policy Issues”. **World Bank Working Papers**. Report No. 442. Washington D.C.

Bolivia – Gaceta Oficial. Varias Publicaciones. La Paz – Bolivia.

Bolivia – Instituto Nacional de Estadística. Varias Publicaciones. La Paz – Bolivia.

Bolivia – Ministerio de Hacienda. Varias Publicaciones y Estadísticas. Viceministerio de Tesoro y Crédito Público. Unidad de Programación Fiscal. La Paz – Bolivia.

Bolivia – Servicio de Impuestos Nacionales. Varias Estadísticas. La Paz – Bolivia.

Bolivia – YPFB. (1994). "Estadística Petrolera en Bolivia 1923-1994" Gerencia de Planificación - División de Estadística. La Paz – Bolivia.

Bolivia – YPFB. (1995 y 1996). “Análisis Económico Financiero ” Gerencia de Finanzas y Contabilidad y Costos. La Paz - Bolivia

Bolivia – YPFB. Varias Publicaciones y Estadísticas. La Paz - Bolivia

Doria Medina, Samuel. (2003). “Gas Bolivia: Socia Minoritaria”. Serie Propuestas No. 1. La Paz – Bolivia.

Dasgupta, P. & Heal, G. (1979). *Economic Theory and Exhaustible Resources*. Cambridge University Press.

Devarajan, Shantayanan y Jeffrey Hammer (1997): “Public Expenditures and Risk Reduction”, *The World Bank Development Research Group*, Mimeo, (Noviembre).

Gamponia, V. & Mendelsohn, R. (1985). “The Taxation of Exhaustible Resources”. *The Quarterly Journal of Economics*. February pp. 165-181.

Irwin, Timothy, Michael Klein, Guillermo Perry y Mateen Thobani (1999). “Managing Government Exposure to Private Infrastructure Risk”, *The World Bank Research Observer*, Vol. 14, No. 2, (Agosto), pp. 229-245.

Johnston, D. (1994). **International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts**. Penwell Books. Oklahoma

Johnston, D. (2003). **International Exploration Economics, Risk, and Contract Analysis**. Penwell Books. Oklahoma

Johnston, D. & Johnston, D. (2002). **Economic Analysis and Risk Modelling** University of Dundee. USA.

Lloyd – Ellis, Huw y Xiadong Zhu (2000): “Fiscal Shocks and Fiscal Risk Management”, *Working Paper of the Center for Research on Economic Fluctuation and Employment*, No. 108, Université of Québec à Montréal, (Marzo).

Mas-Collel, A.; Whinston, M. & Green, J. (1995). **Microeconomic Theory**. Oxford University Press.

Medinaceli. (2002). “Participación Fiscal en el ‘upstream’ del sector hidrocarburífero en Bolivia: 2002-2006”. Informe Mensual Enero – Febrero – Marzo 2002. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos. Abril 2002. La Paz – Bolivia.

Medinaceli. (2003). “Sistemas Impositivos Aplicados al Sector Petrolero en Bolivia”. Mimeo. Cámara Boliviana de Hidrocarburos. Noviembre 2003.

Medinaceli, M., Müller, H. y Caverro, R. (2003). “El Régimen Impositivo en el Sector Hidrocarburífero en Bolivia”. Informe Confidencial No. 126. Julio – Agosto 2003- Müller & Asociados. La Paz – Bolivia

Medinaceli. (2006). “Aspectos Tributarios de la Ley de Hidrocarburos No. 3058 y del Decreto Supremo N° 28701”. Boletín Económico: Análisis de Coyuntura. **La Nacionalización Bajo la Lupa**. Fundación Milenio.

Newendorp, P. & Schuyler, J. (2000). **Decision Analysis for Petroleum Exploration**. 2<sup>nd</sup>. Edition. Planning Press TM.

Modjtahedi, B. & Movassagh, N. (2005). “Natural-gas futures: Bias, predictive performance, and the theory of storage”. *Energy Economics*. Vol. 27. No. 4 pp. 617-637.

Polackova, Hana (1998). “Government Contingent Liabilities: A Hidden Risk to Fiscal Stability”, *World Bank Policy Research Working Paper*, No. 1989, (Octubre).

Polackova, Hana, Anita Papp y Allen Schick (1999). “Fiscal Risk and the Quality of Fiscal Adjustment in Hungary”, *World Bank Policy Research Working Paper*, No. 2176, (Diciembre).

Regnier, E. (2006). “Oil and Energy Price Volatility”. *Energy Economics*. In Press.

Sen, A. (1970). **Elección colectiva y bienestar social**. Editorial Alianza. Traducción de Francisco Elías Castillo. España.

Shively, B. & Ferrare, J. (2004). **Understanding Today’s Natural Gas Business**. Enerdynamics - The Energy Education Experts. Editon 2.1

Superintendencia de Hidrocarburos: Informes Estadísticos Varios, La Paz - Bolivia.

Villegas, Carlos. (2002). **Privatización de la Industria Petrolera en Bolivia: Trayectoria y Efectos Tributarios**. Universidad Mayor de San Andrés – Postgrado en Ciencias del Desarrollo. Plural Editores. La Paz – Bolivia.

Wright, Ch. & Gallun, R. (2005). **International Petroleum Accounting**. Penwell Corporation. Tulsa – Oklahoma.

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos: *Informes Mensuales Varios*, La Paz – Bolivia.

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos: *Informes Estadísticos Varios*, La Paz – Bolivia.

## **6. Anexos**

## Anexo 1 – Explotación Óptima y Regalías

Para comprender cómo las regalías afectan la explotación económicamente óptima de un Recurso Natural No Renovable (RNNR), primero es necesario construir un marco referencial; para ello, se toman en cuenta los siguientes supuestos:

- La empresa dispone de una cantidad  $S_t$  del RNNR en el período  $t$ .
- La extracción del RNNR en el período  $t$  es  $R_t$ .
- El precio unitario de venta es  $p_t$ .
- El costo unitario de extracción es  $q_t$ .
- La tasa de descuento es  $r$ .
- En principio la empresa no paga ningún tributo.
- La empresa agota la totalidad del recurso  $S_t$  por ello:

$$\int_t^{\infty} R_{\tau} d\tau = S_t$$

Con estos supuestos se asume la siguiente función de beneficio:

$$\Pi_t = p_t \cdot R_t - q_t \cdot R_t$$

Puesto que la cantidad total del recurso que se puede extraer es finita, la condición usual para maximizar el beneficio (precio = costo marginal) no se cumple, dado que la empresa debe maximizar el flujo descontado de beneficios presente y futuros sujeto a la cantidad finita del recurso, es decir:

$$\text{Max}_{R_t} \int_0^{\infty} e^{-rt} \cdot (p_t \cdot R_t - q_t \cdot R_t) dt$$

$$\text{s.a} \quad \int_t^{\infty} R_{\tau} d\tau = S_t$$

Para simplificar el análisis, la restricción puede ser rescrita de la siguiente manera:

$$\dot{S}_t = -R_t$$

Por tanto, el problema de maximización queda:

$$\text{Max}_{R_t} \int_0^{\infty} e^{-rt} \cdot (p_t \cdot R_t - q_t \cdot R_t) dt$$

$$\text{s.a.} \quad \dot{S}_t = -R_t$$

Para resolver este problema se construye primero el siguiente Hamiltoniano:

$$H_t = e^{-rt} \cdot (p_t \cdot R_t - q_t \cdot R_t) + \lambda_t \cdot (-R_t)$$

Realizando el siguiente cambio de variable:

$$\lambda_t = \mu_t \cdot e^{-rt}$$

Las condiciones de primer orden son:

$$(1) \quad \frac{\partial H_t}{\partial R_t} = 0 \Rightarrow e^{-rt} \cdot (p_t - q_t) - \mu_t \cdot e^{-rt} = 0;$$

$$(2) \quad \frac{\partial H_t}{\partial \lambda_t} = \dot{S}_t \Rightarrow -R_t = \dot{S}_t;$$

$$(3) \quad \frac{\partial H_t}{\partial S_t} = -\dot{\lambda}_t \Rightarrow 0 = -\left(\dot{\mu}_t \cdot e^{-rt} - \mu_t \cdot e^{-rt} \cdot r\right);$$

$$(4) \quad \lim_{T \rightarrow \infty} \lambda(T) = 0;$$

De (1) se obtiene (5):

$$(5) \quad p_t - q_t = \mu_t$$

Diferenciando (5) respecto al tiempo se obtiene (6):

$$(6) \quad \dot{p}_t - \dot{q}_t = \dot{\mu}_t$$



Reemplazando (5) y (6) en (3) se obtiene:

$$\frac{\dot{p}_t - \dot{q}_t}{p_t - q_t} = r$$

Expresión conocida como la “Regla de Hotelling”, que señala la condición para la explotación óptima de un RNNR, en dicha condición la tasa de crecimiento del beneficio debe igualar a la tasa de descuento utilizada en la economía.

Cuando se aplica una regalía ( $\tau$ ) a la extracción de un RNNR, el beneficio de la empresa es como sigue:

$$\Pi_t = (1 - \tau) \cdot p_t \cdot R_t - q_t \cdot R_t$$

Entonces, el problema de maximización es:

$$Max_{R_t} \int_0^{\infty} e^{-rt} \cdot ((1 - \tau) \cdot p_t \cdot R_t - q_t \cdot R_t) dt$$

$$s.a \quad \dot{S}_t = -R_t$$

Y la condición de optimalidad es:

$$\frac{\dot{p}_t \cdot (1 - \tau) - \dot{q}_t}{p_t \cdot (1 - \tau) - q_t} = r$$

Siempre y cuando la tasa de crecimiento de los precios sea mayor a la tasa de crecimiento de los costos, se cumple la siguiente desigualdad:

$$\frac{\dot{p}_t \cdot (1 - \tau) - \dot{q}_t}{p_t \cdot (1 - \tau) - q_t} > \frac{\dot{p}_t - \dot{q}_t}{p_t - q_t}$$

Por ello la aplicación de una regalía modifica la condición de optimalidad (respecto del caso estándar), distorsionando así el uso óptimo de un RNNR.

## Anexo 2 – Explotación Óptima y el Impuesto a las Utilidades

Para comprender cómo afecta el Impuesto a las Utilidades a la explotación económicamente óptima de un Recurso Natural No Renovable (RNNR), se toman en cuenta los siguientes supuestos:

- La empresa posee una cantidad  $S_t$  del RNNR en el período  $t$ .
- La extracción del RNNR en el período  $t$  es  $R_t$ .
- El precio unitario de venta es  $p_t$ .
- El costo unitario de extracción es  $q_t$ .
- La tasa de descuento es  $r$ .
- En principio la empresa no paga ningún tributo.
- Existe un impuesto a las utilidades igual a  $\tau$ .
- La empresa agota la totalidad del recurso  $S_t$  dando lugar a la siguiente restricción:

$$\int_t^{\infty} R_{\tau} d\tau = S_t$$

Con estos supuestos se asume la siguiente función de beneficio:

$$\Pi_t = (1 - \tau) \cdot (p_t \cdot R_t - q_t \cdot R_t)$$

La empresa debe maximizar:

$$\text{Max}_{R_t} \int_0^{\infty} e^{-rt} \cdot (1 - \tau) \cdot (p_t \cdot R_t - q_t \cdot R_t) dt$$

$$\text{s.a} \int_t^{\infty} R_{\tau} d\tau = S_t$$

Para simplificar el análisis la restricción puede ser rescrita de la siguiente manera:

$$\dot{S}_t = -R_t$$

El problema de maximización es:

$$\text{Max}_{R_t} \int_0^{\infty} e^{-rt} \cdot (1 - \tau) \cdot (p_t \cdot R_t - q_t \cdot R_t) dt$$

$$\text{s.a.} \quad \dot{S}_t = -R_t$$

El Hamiltoniano es:

$$H_t = e^{-rt} \cdot (1 - \tau) \cdot (p_t \cdot R_t - q_t \cdot R_t) + \lambda_t \cdot (-R_t)$$

Realizando el siguiente cambio de variable:

$$\lambda_t = \mu_t \cdot e^{-rt}$$

Las condiciones de primer orden son:

$$(1) \quad \frac{\partial H_t}{\partial R_t} = 0 \Rightarrow e^{-rt} \cdot (1 - \tau) \cdot (p_t - q_t) - \mu_t \cdot e^{-rt} = 0;$$

$$(2) \quad \frac{\partial H_t}{\partial \lambda_t} = \dot{S}_t \Rightarrow -R_t = \dot{S}_t;$$

$$(3) \quad \frac{\partial H_t}{\partial S_t} = -\dot{\lambda}_t \Rightarrow 0 = -\left(\dot{\mu}_t \cdot e^{-rt} - \mu_t \cdot e^{-rt} \cdot r\right);$$

$$(4) \quad \lim_{T \rightarrow \infty} \lambda(T) = 0;$$

De (1) se obtiene (5):

$$(5) \quad (1 - \tau) \cdot (p_t - q_t) = \mu_t$$

Diferenciando (5) respecto al tiempo se obtiene (6):

$$(6) \quad (1 - \tau) \cdot \left(\dot{p}_t - \dot{q}_t\right) = \dot{\mu}_t$$

Reemplazando (5) y (6) en (3) se obtiene:

$$\frac{\dot{p}_t - \dot{q}_t}{p_t - q_t} = r$$

Expresión equivalente a la obtenida cuando no existen impuestos, por ello se afirma que el Impuesto a las Utilidades no afecta la explotación económicamente óptima de un RNNR.

**Anexo 3 – Tablas del Anexo “F”**

<b>Contrato 1</b>		<b>B</b>									
<b>MM PCD</b>	<b>0</b>	<b>0.33</b>	<b>0.66</b>	<b>0.99</b>	<b>1.32</b>	<b>1.65</b>	<b>1.98</b>	<b>2.31</b>	<b>2.64</b>	<b>3.00</b>	
-	1%	4%	8%	12%	16%	20%	24%	28%	32%	36%	
35	1%	1%	5%	9%	13%	17%	21%	25%	29%	33%	
71	1%	1%	2%	6%	10%	14%	18%	22%	26%	30%	
106	1%	1%	1%	3%	7%	11%	15%	19%	23%	27%	
141	1%	1%	1%	1%	4%	8%	12%	16%	20%	24%	
177	1%	1%	1%	1%	1%	5%	9%	13%	17%	21%	
212	1%	1%	1%	1%	1%	2%	6%	10%	14%	18%	
247	1%	1%	1%	1%	1%	1%	3%	7%	11%	15%	
283	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	4%	8%	12%	
318	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	5%	9%	

<b>Contrato 2</b>		<b>B</b>							
<b>MM PCD</b>	<b>0</b>	<b>0.21</b>	<b>0.42</b>	<b>0.63</b>	<b>0.84</b>	<b>1.05</b>	<b>1.26</b>	<b>1.47</b>	
0	1%	5%	7%	12%	17%	22%	27%	32%	
45	1%	3%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	
50	1%	1%	3%	8%	13%	18%	23%	28%	
55	1%	1%	1%	6%	11%	16%	21%	26%	
60	1%	1%	1%	4%	9%	14%	19%	24%	
65	1%	1%	1%	2%	7%	12%	17%	22%	
70	1%	1%	1%	1%	5%	10%	15%	20%	
75	1%	1%	1%	1%	3%	8%	13%	18%	
80	1%	1%	1%	1%	1%	6%	11%	16%	
85	1%	1%	1%	1%	1%	4%	9%	14%	

<b>Contrato 3</b>		<b>B</b>							
<b>MM PCD</b>	<b>0</b>	<b>0.21</b>	<b>0.42</b>	<b>0.63</b>	<b>0.84</b>	<b>1.05</b>	<b>1.26</b>	<b>1.47</b>	
0	1%	5%	7%	12%	17%	22%	27%	32%	
45	1%	3%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	
50	1%	1%	3%	8%	13%	18%	23%	28%	
55	1%	1%	1%	6%	11%	16%	21%	26%	
60	1%	1%	1%	4%	9%	14%	19%	24%	
65	1%	1%	1%	2%	7%	12%	17%	22%	
70	1%	1%	1%	1%	5%	10%	15%	20%	
75	1%	1%	1%	1%	3%	8%	13%	18%	
80	1%	1%	1%	1%	1%	6%	11%	16%	
85	1%	1%	1%	1%	1%	4%	9%	14%	

<b>Contrato 4</b>		<b>B</b>							
<b>MM PCD</b>	<b>0</b>	<b>0.21</b>	<b>0.42</b>	<b>0.63</b>	<b>0.84</b>	<b>1.05</b>	<b>1.26</b>	<b>1.47</b>	
0	1%	5%	7%	12%	17%	22%	27%	32%	
45	1%	3%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	
50	1%	1%	3%	8%	13%	18%	23%	28%	
55	1%	1%	1%	6%	11%	16%	21%	26%	
60	1%	1%	1%	4%	9%	14%	19%	24%	
65	1%	1%	1%	2%	7%	12%	17%	22%	
70	1%	1%	1%	1%	5%	10%	15%	20%	
75	1%	1%	1%	1%	3%	8%	13%	18%	
80	1%	1%	1%	1%	1%	6%	11%	16%	
85	1%	1%	1%	1%	1%	4%	9%	14%	

<b>Contrato 5</b>		<b>B</b>									
<b>Bpd.</b>	<b>0</b>	<b>0.22</b>	<b>0.44</b>	<b>0.66</b>	<b>0.88</b>	<b>1.10</b>	<b>1.32</b>	<b>1.54</b>	<b>1.76</b>	<b>2.00</b>	
-	1%	4%	7%	11%	14%	18%	21%	25%	28%	32%	
162	1%	3%	6%	10%	13%	17%	20%	24%	27%	31%	
324	1%	2%	5%	9%	12%	16%	19%	23%	26%	30%	
486	1%	1%	4%	8%	11%	15%	18%	22%	25%	29%	
648	1%	1%	3%	7%	10%	14%	17%	21%	24%	28%	
810	1%	1%	2%	6%	9%	13%	16%	20%	23%	27%	
972	1%	1%	1%	5%	8%	12%	15%	19%	22%	26%	
1,134	1%	1%	1%	4%	7%	11%	14%	18%	21%	25%	
1,296	1%	1%	1%	3%	6%	10%	13%	17%	20%	24%	
1,457	1%	1%	1%	2%	5%	9%	12%	16%	19%	23%	

<b>Contrato 6</b>		<b>B</b>							
<b>MM PCD</b>	<b>0</b>	<b>0.21</b>	<b>0.42</b>	<b>0.63</b>	<b>0.84</b>	<b>1.05</b>	<b>1.26</b>	<b>1.47</b>	
0	1%	5%	7%	12%	17%	22%	27%	32%	
45	1%	3%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	
50	1%	1%	3%	8%	13%	18%	23%	28%	
55	1%	1%	1%	6%	11%	16%	21%	26%	
60	1%	1%	1%	4%	9%	14%	19%	24%	
65	1%	1%	1%	2%	7%	12%	17%	22%	
70	1%	1%	1%	1%	5%	10%	15%	20%	
75	1%	1%	1%	1%	3%	8%	13%	18%	
80	1%	1%	1%	1%	1%	6%	11%	16%	
85	1%	1%	1%	1%	1%	4%	9%	14%	

<b>Contrato 7</b>		<b>B</b>						
<b>MM PCD</b>	<b>0</b>	<b>0.21</b>	<b>0.42</b>	<b>0.63</b>	<b>0.84</b>	<b>1.05</b>	<b>1.26</b>	<b>1.47</b>
0	1%	5%	7%	12%	17%	22%	27%	32%
45	1%	3%	5%	10%	15%	20%	25%	30%
50	1%	1%	3%	8%	13%	18%	23%	28%
55	1%	1%	1%	6%	11%	16%	21%	26%
60	1%	1%	1%	4%	9%	14%	19%	24%
65	1%	1%	1%	2%	7%	12%	17%	22%
70	1%	1%	1%	1%	5%	10%	15%	20%
75	1%	1%	1%	1%	3%	8%	13%	18%
80	1%	1%	1%	1%	1%	6%	11%	16%
85	1%	1%	1%	1%	1%	4%	9%	14%

<b>Contrato 8</b>		<b>B</b>						
<b>MM PCD</b>	<b>0</b>	<b>0.21</b>	<b>0.42</b>	<b>0.63</b>	<b>0.84</b>	<b>1.05</b>	<b>1.26</b>	<b>1.47</b>
0	1%	5%	7%	12%	17%	22%	27%	32%
45	1%	3%	5%	10%	15%	20%	25%	30%
50	1%	1%	3%	8%	13%	18%	23%	28%
55	1%	1%	1%	6%	11%	16%	21%	26%
60	1%	1%	1%	4%	9%	14%	19%	24%
65	1%	1%	1%	2%	7%	12%	17%	22%
70	1%	1%	1%	1%	5%	10%	15%	20%
75	1%	1%	1%	1%	3%	8%	13%	18%
80	1%	1%	1%	1%	1%	6%	11%	16%
85	1%	1%	1%	1%	1%	4%	9%	14%

<b>Contrato 9</b>		<b>B</b>						
<b>MM PCD</b>	<b>0</b>	<b>0.21</b>	<b>0.42</b>	<b>0.63</b>	<b>0.84</b>	<b>1.05</b>	<b>1.26</b>	<b>1.47</b>
0	1%	5%	7%	12%	17%	22%	27%	32%
45	1%	3%	5%	10%	15%	20%	25%	30%
50	1%	1%	3%	8%	13%	18%	23%	28%
55	1%	1%	1%	6%	11%	16%	21%	26%
60	1%	1%	1%	4%	9%	14%	19%	24%
65	1%	1%	1%	2%	7%	12%	17%	22%
70	1%	1%	1%	1%	5%	10%	15%	20%
75	1%	1%	1%	1%	3%	8%	13%	18%
80	1%	1%	1%	1%	1%	6%	11%	16%
85	1%	1%	1%	1%	1%	4%	9%	14%

<b>Contrato 10</b>		<b>B</b>							
<b>MM PCD</b>	<b>0</b>	<b>0.21</b>	<b>0.42</b>	<b>0.63</b>	<b>0.84</b>	<b>1.05</b>	<b>1.26</b>	<b>1.47</b>	
0	1%	5%	7%	12%	17%	22%	27%	32%	
45	1%	3%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	
50	1%	1%	3%	8%	13%	18%	23%	28%	
55	1%	1%	1%	6%	11%	16%	21%	26%	
60	1%	1%	1%	4%	9%	14%	19%	24%	
65	1%	1%	1%	2%	7%	12%	17%	22%	
70	1%	1%	1%	1%	5%	10%	15%	20%	
75	1%	1%	1%	1%	3%	8%	13%	18%	
80	1%	1%	1%	1%	1%	6%	11%	16%	
85	1%	1%	1%	1%	1%	4%	9%	14%	

<b>Contrato 11</b>		<b>B</b>									
<b>MM PCD</b>	<b>0</b>	<b>0.22</b>	<b>0.44</b>	<b>0.66</b>	<b>0.88</b>	<b>1.10</b>	<b>1.32</b>	<b>1.54</b>	<b>1.76</b>	<b>2.00</b>	
-	1%	9%	18%	27%	36%	45%	54%	63%	72%	81%	
2	1%	7%	16%	25%	34%	43%	52%	61%	70%	79%	
3	1%	5%	14%	23%	32%	41%	50%	59%	68%	77%	
5	1%	3%	12%	21%	30%	39%	48%	57%	66%	75%	
7	1%	1%	10%	19%	28%	37%	46%	55%	64%	73%	
8	1%	1%	8%	17%	26%	35%	44%	53%	62%	71%	
10	1%	1%	6%	15%	24%	33%	42%	51%	60%	69%	
12	1%	1%	4%	13%	22%	31%	40%	49%	58%	67%	
13	1%	1%	2%	11%	20%	29%	38%	47%	56%	65%	
15	1%	1%	1%	9%	18%	27%	36%	45%	54%	63%	

<b>Contrato 13</b>		<b>B</b>									
<b>Bpd.</b>	<b>0</b>	<b>0.22</b>	<b>0.44</b>	<b>0.66</b>	<b>0.88</b>	<b>1.10</b>	<b>1.32</b>	<b>1.54</b>	<b>1.76</b>	<b>2.00</b>	
-	1%	4%	7%	11%	14%	18%	21%	25%	28%	32%	
162	1%	3%	6%	10%	13%	17%	20%	24%	27%	31%	
324	1%	2%	5%	9%	12%	16%	19%	23%	26%	30%	
486	1%	1%	4%	8%	11%	15%	18%	22%	25%	29%	
648	1%	1%	3%	7%	10%	14%	17%	21%	24%	28%	
810	1%	1%	2%	6%	9%	13%	16%	20%	23%	27%	
972	1%	1%	1%	5%	8%	12%	15%	19%	22%	26%	
1,134	1%	1%	1%	4%	7%	11%	14%	18%	21%	25%	
1,296	1%	1%	1%	3%	6%	10%	13%	17%	20%	24%	
1,457	1%	1%	1%	2%	5%	9%	12%	16%	19%	23%	

<b>Contrato 14</b>		<b>B</b>									
<b>MM PCD</b>	<b>0</b>	<b>0.22</b>	<b>0.44</b>	<b>0.66</b>	<b>0.88</b>	<b>1.10</b>	<b>1.32</b>	<b>1.54</b>	<b>1.76</b>	<b>2.00</b>	
-	1%	9%	18%	27%	36%	45%	54%	63%	72%	81%	
2	1%	7%	16%	25%	34%	43%	52%	61%	70%	79%	
3	1%	5%	14%	23%	32%	41%	50%	59%	68%	77%	
5	1%	3%	12%	21%	30%	39%	48%	57%	66%	75%	
7	1%	1%	10%	19%	28%	37%	46%	55%	64%	73%	
8	1%	1%	8%	17%	26%	35%	44%	53%	62%	71%	
10	1%	1%	6%	15%	24%	33%	42%	51%	60%	69%	
12	1%	1%	4%	13%	22%	31%	40%	49%	58%	67%	
13	1%	1%	2%	11%	20%	29%	38%	47%	56%	65%	
15	1%	1%	1%	9%	18%	27%	36%	45%	54%	63%	



<b>Contrato 15</b>		<b>B</b>									
<b>MM PCD</b>	<b>0</b>	<b>0.22</b>	<b>0.44</b>	<b>0.66</b>	<b>0.88</b>	<b>1.10</b>	<b>1.32</b>	<b>1.54</b>	<b>1.76</b>	<b>2.00</b>	
-	1%	9%	18%	27%	36%	45%	54%	63%	72%	81%	
2	1%	7%	16%	25%	34%	43%	52%	61%	70%	79%	
3	1%	5%	14%	23%	32%	41%	50%	59%	68%	77%	
5	1%	3%	12%	21%	30%	39%	48%	57%	66%	75%	
7	1%	1%	10%	19%	28%	37%	46%	55%	64%	73%	
8	1%	1%	8%	17%	26%	35%	44%	53%	62%	71%	
10	1%	1%	6%	15%	24%	33%	42%	51%	60%	69%	
12	1%	1%	4%	13%	22%	31%	40%	49%	58%	67%	
13	1%	1%	2%	11%	20%	29%	38%	47%	56%	65%	
15	1%	1%	1%	9%	18%	27%	36%	45%	54%	63%	

<b>Contrato 16</b>		<b>B</b>									
<b>Bpd.</b>	<b>0</b>	<b>0.22</b>	<b>0.44</b>	<b>0.66</b>	<b>0.88</b>	<b>1.10</b>	<b>1.32</b>	<b>1.54</b>	<b>1.76</b>	<b>2.00</b>	
-	1%	4%	7%	11%	14%	18%	21%	25%	28%	32%	
162	1%	3%	6%	10%	13%	17%	20%	24%	27%	31%	
324	1%	2%	5%	9%	12%	16%	19%	23%	26%	30%	
486	1%	1%	4%	8%	11%	15%	18%	22%	25%	29%	
648	1%	1%	3%	7%	10%	14%	17%	21%	24%	28%	
810	1%	1%	2%	6%	9%	13%	16%	20%	23%	27%	
972	1%	1%	1%	5%	8%	12%	15%	19%	22%	26%	
1,134	1%	1%	1%	4%	7%	11%	14%	18%	21%	25%	
1,296	1%	1%	1%	3%	6%	10%	13%	17%	20%	24%	
1,457	1%	1%	1%	2%	5%	9%	12%	16%	19%	23%	

<b>Contrato 17</b>		<b>B</b>									
<b>MM PCD</b>	<b>0</b>	<b>0.22</b>	<b>0.44</b>	<b>0.66</b>	<b>0.88</b>	<b>1.10</b>	<b>1.32</b>	<b>1.54</b>	<b>1.76</b>	<b>2.00</b>	
-	1%	9%	18%	27%	36%	45%	54%	63%	72%	81%	
2	1%	7%	16%	25%	34%	43%	52%	61%	70%	79%	
3	1%	5%	14%	23%	32%	41%	50%	59%	68%	77%	
5	1%	3%	12%	21%	30%	39%	48%	57%	66%	75%	
7	1%	1%	10%	19%	28%	37%	46%	55%	64%	73%	
8	1%	1%	8%	17%	26%	35%	44%	53%	62%	71%	
10	1%	1%	6%	15%	24%	33%	42%	51%	60%	69%	
12	1%	1%	4%	13%	22%	31%	40%	49%	58%	67%	
13	1%	1%	2%	11%	20%	29%	38%	47%	56%	65%	
15	1%	1%	1%	9%	18%	27%	36%	45%	54%	63%	

<b>Contrato 19</b>		<b>B</b>									
<b>Bpd.</b>	<b>0</b>	<b>0.22</b>	<b>0.44</b>	<b>0.66</b>	<b>0.88</b>	<b>1.10</b>	<b>1.32</b>	<b>1.54</b>	<b>1.76</b>	<b>2.00</b>	
-	1%	4%	7%	11%	14%	18%	21%	25%	28%	32%	
162	1%	3%	6%	10%	13%	17%	20%	24%	27%	31%	
324	1%	2%	5%	9%	12%	16%	19%	23%	26%	30%	
486	1%	1%	4%	8%	11%	15%	18%	22%	25%	29%	
648	1%	1%	3%	7%	10%	14%	17%	21%	24%	28%	
810	1%	1%	2%	6%	9%	13%	16%	20%	23%	27%	
972	1%	1%	1%	5%	8%	12%	15%	19%	22%	26%	
1,134	1%	1%	1%	4%	7%	11%	14%	18%	21%	25%	
1,296	1%	1%	1%	3%	6%	10%	13%	17%	20%	24%	
1,457	1%	1%	1%	2%	5%	9%	12%	16%	19%	23%	

<b>Contrato 20</b>		<b>B</b>								
<b>Bpd.</b>	<b>0</b>	<b>0.22</b>	<b>0.44</b>	<b>0.66</b>	<b>0.88</b>	<b>1.10</b>	<b>1.32</b>	<b>1.54</b>	<b>1.76</b>	<b>1.98</b>
-	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%	55%	60%	65%
15	17%	22%	27%	32%	37%	42%	47%	52%	57%	62%
30	14%	19%	24%	29%	34%	39%	44%	49%	54%	59%
45	11%	16%	21%	26%	31%	36%	41%	46%	51%	56%
60	8%	13%	18%	23%	28%	33%	38%	43%	48%	53%
75	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%
90	2%	7%	12%	17%	22%	27%	32%	37%	42%	47%
105	1%	4%	9%	14%	19%	24%	29%	34%	39%	44%
120	1%	1%	6%	11%	16%	21%	26%	31%	36%	41%
135	1%	1%	3%	8%	13%	18%	23%	28%	33%	38%

<b>Contrato 21</b>		<b>B</b>							
<b>Bpd.</b>	<b>0</b>	<b>0.50</b>	<b>0.86</b>	<b>1.14</b>	<b>1.43</b>	<b>1.72</b>	<b>2.00</b>	<b>2.28</b>	
-	1%	1%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	
200	1%	1%	3%	8%	13%	18%	23%	28%	
400	1%	1%	1%	6%	11%	16%	21%	26%	
600	1%	1%	1%	4%	9%	14%	19%	24%	
800	1%	1%	1%	2%	7%	12%	17%	22%	
1,000	1%	1%	1%	1%	5%	10%	15%	20%	
1,200	1%	1%	1%	1%	3%	8%	13%	18%	
1,400	1%	1%	1%	1%	1%	6%	11%	16%	
1,600	1%	1%	1%	1%	1%	4%	9%	14%	
1,800	1%	1%	1%	1%	1%	2%	7%	12%	

<b>Contrato 23</b>		<b>B</b>							
<b>Bpd.</b>	<b>0</b>	<b>0.50</b>	<b>0.86</b>	<b>1.14</b>	<b>1.43</b>	<b>1.72</b>	<b>2.00</b>	<b>2.28</b>	
-	1%	1%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	
200	1%	1%	3%	8%	13%	18%	23%	28%	
400	1%	1%	1%	6%	11%	16%	21%	26%	
600	1%	1%	1%	4%	9%	14%	19%	24%	
800	1%	1%	1%	2%	7%	12%	17%	22%	
1,000	1%	1%	1%	1%	5%	10%	15%	20%	
1,200	1%	1%	1%	1%	3%	8%	13%	18%	
1,400	1%	1%	1%	1%	1%	6%	11%	16%	
1,600	1%	1%	1%	1%	1%	4%	9%	14%	
1,800	1%	1%	1%	1%	1%	2%	7%	12%	

**Contrato 24**

**Precio hasta 3.2 \$US/MM BTU**

MM PCD	B									
	0	0.34	0.68	1.02	1.36	1.70	2.04	2.38	2.72	3.05
-	1%	5%	9%	14%	18%	23%	28%	32%	37%	41%
100	1%	1%	5%	9%	14%	18%	23%	28%	32%	37%
200	1%	1%	1%	5%	9%	14%	18%	23%	28%	32%
300	1%	1%	1%	1%	5%	9%	14%	18%	23%	28%
400	1%	1%	1%	1%	1%	5%	9%	14%	18%	23%
500	1%	1%	1%	1%	1%	1%	5%	9%	14%	18%
600	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	5%	9%	14%
700	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	5%	9%
800	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	5%
900	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%

**Precio desde 3.2 \$US/MM BTU**

MM PCD	B									
	0	0.33	0.66	0.99	1.32	1.65	1.98	2.31	2.64	2.97
-	1%	9%	18%	27%	36%	45%	54%	63%	72%	81%
55	1%	5%	16%	25%	34%	43%	52%	61%	70%	79%
110	1%	7%	14%	23%	32%	41%	50%	59%	68%	77%
165	1%	3%	12%	21%	30%	39%	48%	57%	66%	75%
220	1%	1%	10%	19%	28%	37%	46%	55%	64%	73%
275	1%	1%	8%	17%	26%	35%	44%	53%	62%	71%
330	1%	1%	6%	15%	24%	33%	42%	51%	60%	69%
385	1%	1%	4%	13%	22%	31%	40%	49%	58%	67%
440	1%	1%	2%	11%	20%	29%	38%	47%	56%	65%
495	1%	1%	0%	9%	18%	27%	36%	45%	54%	63%

**Contrato 25**

**Precio hasta 2.65 \$US/MM BTU**

MM PCD	B									
	0	0.34	0.68	1.02	1.36	1.70	2.04	2.38	2.72	3.05
-	1%	5%	9%	14%	18%	23%	28%	32%	37%	41%
100	1%	1%	5%	9%	14%	18%	23%	28%	32%	37%
200	1%	1%	1%	5%	9%	14%	18%	23%	28%	32%
300	1%	1%	1%	1%	5%	9%	14%	18%	23%	28%
400	1%	1%	1%	1%	1%	5%	9%	14%	18%	23%
500	1%	1%	1%	1%	1%	1%	5%	9%	14%	18%
600	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	5%	9%	14%
700	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	5%	9%
800	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	5%
900	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%

**Precio desde 2.65 \$US/MM BTU**

MM PCD	B									
	B	0.33	0.66	0.99	1.32	1.65	1.98	2.31	2.64	2.97
-	10%	19%	28%	37%	46%	55%	64%	73%	82%	91%
55	8%	17%	26%	35%	44%	53%	62%	71%	80%	89%
110	6%	15%	24%	33%	42%	51%	60%	69%	78%	87%
165	4%	13%	22%	31%	40%	49%	58%	67%	76%	85%
220	2%	11%	20%	29%	38%	47%	56%	65%	74%	83%
275	1%	9%	18%	27%	36%	45%	54%	63%	72%	81%
330	1%	7%	16%	25%	34%	43%	52%	61%	70%	79%
385	1%	5%	14%	23%	32%	41%	50%	59%	68%	77%
440	1%	3%	12%	21%	30%	39%	48%	57%	66%	75%
495	1%	1%	10%	19%	28%	37%	46%	55%	64%	73%

**Contrato 26****Precio hasta 2.65 \$US/MM BTU**

MM PCD	B									
	0	0.34	0.68	1.02	1.36	1.70	2.04	2.38	2.72	3.05
-	1%	5%	9%	14%	18%	23%	28%	32%	37%	41%
100	1%	1%	5%	9%	14%	18%	23%	28%	32%	37%
200	1%	1%	1%	5%	9%	14%	18%	23%	28%	32%
300	1%	1%	1%	1%	5%	9%	14%	18%	23%	28%
400	1%	1%	1%	1%	1%	5%	9%	14%	18%	23%
500	1%	1%	1%	1%	1%	1%	5%	9%	14%	18%
600	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	5%	9%	14%
700	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	5%	9%
800	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	5%
900	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%

**Precio desde 2.65 \$US/MM BTU**

MM PCD	B									
	B	0.33	0.66	0.99	1.32	1.65	1.98	2.31	2.64	2.97
-	10%	19%	28%	37%	46%	55%	64%	73%	82%	91%
55	8%	17%	26%	35%	44%	53%	62%	71%	80%	89%
110	6%	15%	24%	33%	42%	51%	60%	69%	78%	87%
165	4%	13%	22%	31%	40%	49%	58%	67%	76%	85%
220	2%	11%	20%	29%	38%	47%	56%	65%	74%	83%
275	1%	9%	18%	27%	36%	45%	54%	63%	72%	81%
330	1%	7%	16%	25%	34%	43%	52%	61%	70%	79%
385	1%	5%	14%	23%	32%	41%	50%	59%	68%	77%
440	1%	3%	12%	21%	30%	39%	48%	57%	66%	75%
495	1%	1%	10%	19%	28%	37%	46%	55%	64%	73%

**Contrato 27**

MM PCD	B									
	0	0.33	0.66	0.99	1.32	1.65	1.98	2.31	2.64	3.00
-	22%	24%	25%	27%	28%	30%	31%	33%	34%	36%
14	20%	22%	23%	25%	26%	28%	29%	31%	32%	34%
28	18%	20%	21%	23%	24%	26%	27%	29%	30%	32%
42	16%	18%	19%	21%	22%	24%	25%	27%	28%	30%
56	14%	16%	17%	19%	20%	22%	23%	25%	26%	28%
71	12%	14%	15%	17%	18%	20%	21%	23%	24%	26%
85	10%	12%	13%	15%	16%	18%	19%	21%	22%	24%
99	8%	10%	11%	13%	14%	16%	17%	19%	20%	22%
113	6%	8%	9%	11%	12%	14%	15%	17%	18%	20%
127	4%	6%	7%	9%	10%	12%	13%	15%	16%	18%

<b>Contrato 28</b>		<b>B</b>									
<b>MM PCD</b>	<b>0</b>	<b>0.33</b>	<b>0.66</b>	<b>0.99</b>	<b>1.32</b>	<b>1.65</b>	<b>1.98</b>	<b>2.31</b>	<b>2.64</b>	<b>3.00</b>	
-	22%	24%	25%	27%	28%	30%	31%	33%	34%	36%	
14	20%	22%	23%	25%	26%	28%	29%	31%	32%	34%	
28	18%	20%	21%	23%	24%	26%	27%	29%	30%	32%	
42	16%	18%	19%	21%	22%	24%	25%	27%	28%	30%	
56	14%	16%	17%	19%	20%	22%	23%	25%	26%	28%	
71	12%	14%	15%	17%	18%	20%	21%	23%	24%	26%	
85	10%	12%	13%	15%	16%	18%	19%	21%	22%	24%	
99	8%	10%	11%	13%	14%	16%	17%	19%	20%	22%	
113	6%	8%	9%	11%	12%	14%	15%	17%	18%	20%	
127	4%	6%	7%	9%	10%	12%	13%	15%	16%	18%	

<b>Contrato 29</b>		<b>B</b>								
<b>MM PCD</b>	<b>0</b>	<b>0.44</b>	<b>0.88</b>	<b>1.32</b>	<b>1.76</b>	<b>2.20</b>	<b>2.64</b>	<b>3.08</b>		
-	15%	18%	21%	24%	27%	30%	33%	36%		
2	11%	14%	17%	20%	23%	26%	29%	32%		
4	7%	10%	13%	16%	19%	22%	25%	28%		
6	3%	6%	9%	12%	15%	18%	21%	24%		
8	0%	2%	5%	8%	11%	14%	17%	20%		
10	0%	0%	1%	4%	7%	10%	13%	16%		
12	0%	0%	0%	0%	3%	6%	9%	12%		
14	0%	0%	0%	0%	0%	2%	5%	8%		
16	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	4%		
22	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%		

<b>Contrato 30</b>		<b>B</b>									
<b>Bpd.</b>	<b>0</b>	<b>0.22</b>	<b>0.44</b>	<b>0.66</b>	<b>0.88</b>	<b>1.10</b>	<b>1.32</b>	<b>1.54</b>	<b>1.76</b>	<b>1.98</b>	
-	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%	55%	60%	65%	
15	17%	22%	27%	32%	37%	42%	47%	52%	57%	62%	
30	14%	19%	24%	29%	34%	39%	44%	49%	54%	59%	
45	11%	16%	21%	26%	31%	36%	41%	46%	51%	56%	
60	8%	13%	18%	23%	28%	33%	38%	43%	48%	53%	
75	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%	
90	2%	7%	12%	17%	22%	27%	32%	37%	42%	47%	
105	1%	4%	9%	14%	19%	24%	29%	34%	39%	44%	
120	1%	1%	6%	11%	16%	21%	26%	31%	36%	41%	
135	1%	1%	3%	8%	13%	18%	23%	28%	33%	38%	

<b>Contrato 31</b>		<b>B</b>									
<b>Bpd.</b>	<b>0</b>	<b>0.22</b>	<b>0.44</b>	<b>0.66</b>	<b>0.88</b>	<b>1.10</b>	<b>1.32</b>	<b>1.54</b>	<b>1.76</b>	<b>1.98</b>	
-	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%	55%	60%	65%	
15	17%	22%	27%	32%	37%	42%	47%	52%	57%	62%	
30	14%	19%	24%	29%	34%	39%	44%	49%	54%	59%	
45	11%	16%	21%	26%	31%	36%	41%	46%	51%	56%	
60	8%	13%	18%	23%	28%	33%	38%	43%	48%	53%	
75	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%	
90	2%	7%	12%	17%	22%	27%	32%	37%	42%	47%	
105	1%	4%	9%	14%	19%	24%	29%	34%	39%	44%	
120	1%	1%	6%	11%	16%	21%	26%	31%	36%	41%	
135	1%	1%	3%	8%	13%	18%	23%	28%	33%	38%	

<b>Contrato 32</b>		<b>B</b>									
<b>MM PCD</b>	<b>0</b>	<b>0.28</b>	<b>0.56</b>	<b>0.84</b>	<b>1.12</b>	<b>1.40</b>	<b>1.68</b>	<b>1.96</b>	<b>2.24</b>	<b>2.50</b>	
-	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%	55%	60%	65%	
11	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%	55%	60%	
22	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%	55%	
33	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%	
44	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	
55	0%	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	
66	0%	0%	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	
77	0%	0%	0%	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	
88	0%	0%	0%	0%	0%	5%	10%	15%	20%	25%	
100	0%	0%	0%	0%	0%	0%	5%	10%	15%	20%	

<b>Contrato 33</b>		<b>B</b>									
<b>MM PCD</b>	<b>0</b>	<b>0.21</b>	<b>0.42</b>	<b>0.63</b>	<b>0.84</b>	<b>1.05</b>	<b>1.26</b>	<b>1.47</b>	<b>1.68</b>	<b>1.89</b>	
-	1%	1%	1%	1%	1%	1%	8%	16%	24%	32%	
16	1%	1%	1%	1%	1%	1%	7%	15%	23%	31%	
32	1%	1%	1%	1%	1%	1%	6%	14%	22%	30%	
48	1%	1%	1%	1%	1%	1%	5%	13%	21%	29%	
64	1%	1%	1%	1%	1%	1%	4%	12%	20%	28%	
80	1%	1%	1%	1%	1%	1%	3%	11%	19%	27%	
96	1%	1%	1%	1%	1%	1%	2%	10%	18%	26%	
112	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	9%	17%	25%	
128	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	8%	16%	24%	
144	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	7%	15%	23%	

**Contrato 34**

**Precio Hasta \$US/MM BTU 2.90**

MM PCD	B									
	0	0.33	0.66	0.99	1.32	1.68	1.98	2.31	2.64	2.97
-	1%	10%	11%	12%	13%	14%	15%	16%	17%	18%
35	1%	9%	10%	11%	12%	13%	14%	15%	16%	17%
70	1%	8%	9%	10%	11%	12%	13%	14%	15%	16%
105	1%	7%	8%	9%	10%	11%	12%	13%	14%	15%
140	1%	6%	7%	8%	9%	10%	11%	12%	13%	14%
175	1%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%	12%	13%
210	1%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%	12%
245	1%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%
280	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%
315	1%	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%

**Precio Desde \$US/MM BTU 2.90**

MM PCD	B									
	0	0.33	0.66	0.99	1.32	1.68	1.98	2.31	2.64	2.97
-	1%	9%	18%	27%	36%	45%	54%	63%	72%	81%
63	1%	7%	16%	25%	34%	43%	52%	61%	70%	79%
126	1%	5%	14%	23%	32%	41%	50%	59%	68%	77%
189	1%	3%	12%	21%	30%	39%	48%	57%	66%	75%
252	1%	1%	10%	19%	28%	37%	46%	55%	64%	73%
315	1%	1%	8%	17%	26%	35%	44%	53%	62%	71%
378	1%	1%	6%	15%	24%	33%	42%	51%	60%	69%
441	1%	1%	4%	13%	22%	31%	40%	49%	58%	67%
504	1%	1%	2%	11%	20%	29%	38%	47%	56%	65%
567	1%	1%	1%	9%	18%	27%	36%	45%	54%	63%

**Contrato 35**

Bpd	B									
	0	0.22	0.44	0.66	0.88	1.10	1.32	1.54	1.76	2.00
-	1%	6%	12%	18%	24%	30%	36%	42%	48%	54%
1,204	1%	4%	10%	16%	22%	28%	34%	40%	46%	52%
2,408	1%	2%	8%	14%	20%	26%	32%	38%	44%	50%
3,612	1%	1%	6%	12%	18%	24%	30%	36%	42%	48%
4,816	1%	1%	4%	10%	16%	22%	28%	34%	40%	46%
6,020	1%	1%	2%	8%	14%	20%	26%	32%	38%	44%
7,224	1%	1%	1%	6%	12%	18%	24%	30%	36%	42%
8,428	1%	1%	1%	4%	10%	16%	22%	28%	34%	40%
9,632	1%	1%	1%	2%	8%	14%	20%	26%	32%	38%
10,832	1%	1%	1%	1%	6%	12%	18%	24%	30%	36%



**Contrato 37**

**Precio hasta 2.65 \$US/MM BTU**

MM PCD	B									
	0	0.30	0.60	0.90	1.20	1.50	1.80	2.10	2.40	2.70
-	27%	30%	33%	36%	39%	42%	45%	48%	51%	54%
177	24%	27%	30%	33%	36%	39%	42%	45%	48%	51%
240	21%	24%	27%	30%	33%	36%	39%	42%	45%	48%
304	18%	21%	24%	27%	30%	33%	36%	39%	42%	45%
367	15%	18%	21%	24%	27%	30%	33%	36%	39%	42%
431	12%	15%	18%	21%	24%	27%	30%	33%	36%	39%
494	9%	12%	15%	18%	21%	24%	27%	30%	33%	36%
558	6%	9%	12%	15%	18%	21%	24%	27%	30%	33%
622	3%	6%	9%	12%	15%	18%	21%	24%	27%	30%
685	0%	3%	6%	9%	12%	15%	18%	21%	24%	27%

**Precio desde 2.65 \$US/MM BTU**

MM PCD	B									
	0	0.22	0.44	0.66	0.88	1.10	1.32	1.54	1.76	1.98
-	25%	34%	43%	52%	61%	70%	79%	88%	97%	98%
177	23%	32%	41%	50%	59%	68%	77%	86%	95%	98%
240	21%	30%	39%	48%	57%	66%	75%	84%	93%	98%
304	19%	28%	37%	46%	55%	64%	73%	82%	91%	98%
367	17%	26%	35%	44%	53%	62%	71%	80%	89%	98%
431	15%	24%	33%	42%	51%	60%	69%	78%	87%	96%
494	13%	22%	31%	40%	49%	58%	67%	76%	85%	94%
558	11%	20%	29%	38%	47%	56%	65%	74%	83%	92%
622	9%	18%	27%	36%	45%	54%	63%	72%	81%	90%
685	7%	16%	25%	34%	43%	52%	61%	70%	79%	88%

**Contrato 38**

**Precio hasta 2.65 \$US/MM BTU**

MM PCD	B									
	0	0.30	0.60	0.90	1.20	1.50	1.80	2.10	2.40	2.70
-	32%	35%	38%	41%	44%	47%	50%	53%	56%	59%
247	29%	32%	35%	38%	41%	44%	47%	50%	53%	56%
318	26%	29%	32%	35%	38%	41%	44%	47%	50%	53%
388	23%	26%	29%	32%	35%	38%	41%	44%	47%	50%
459	20%	23%	26%	29%	32%	35%	38%	41%	44%	47%
530	17%	20%	23%	26%	29%	32%	35%	38%	41%	44%
600	14%	17%	20%	23%	26%	29%	32%	35%	38%	41%
671	11%	14%	17%	20%	23%	26%	29%	32%	35%	38%
742	8%	11%	14%	17%	20%	23%	26%	29%	32%	35%
812	5%	8%	11%	14%	17%	20%	23%	26%	29%	32%

**Precio desde 2.65 \$US/MM BTU**

MM PCD	B									
	0	0.22	0.44	0.66	0.88	1.10	1.32	1.54	1.76	1.98
-	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	96%	96%
247	18%	28%	38%	48%	58%	68%	78%	88%	96%	96%
318	16%	26%	36%	46%	56%	66%	76%	86%	96%	96%
388	14%	24%	34%	44%	54%	64%	74%	84%	94%	96%
459	12%	22%	32%	42%	52%	62%	72%	82%	92%	96%
530	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	96%
600	8%	18%	28%	38%	48%	58%	68%	78%	88%	96%
671	6%	16%	26%	36%	46%	56%	66%	76%	86%	96%
742	4%	14%	24%	34%	44%	54%	64%	74%	84%	94%
812	2%	12%	22%	32%	42%	52%	62%	72%	82%	92%

**Contrato 39**

Bpd	B									
	0	0.22	0.44	0.66	0.88	1.10	1.32	1.54	1.76	2.00
-	20%	23%	26%	29%	32%	35%	38%	41%	44%	47%
51	17%	20%	23%	26%	29%	32%	35%	38%	41%	44%
102	14%	17%	20%	23%	26%	29%	32%	35%	38%	41%
153	11%	14%	17%	20%	23%	26%	29%	32%	35%	38%
204	8%	11%	14%	17%	20%	23%	26%	29%	32%	35%
255	5%	8%	11%	14%	17%	20%	23%	26%	29%	32%
306	2%	5%	8%	11%	14%	17%	20%	23%	26%	29%
357	1%	2%	5%	8%	11%	14%	17%	20%	23%	26%
408	1%	1%	2%	5%	8%	11%	14%	17%	20%	23%
459	1%	1%	1%	2%	5%	8%	11%	14%	17%	20%

**Contrato 40**

**Precio hasta 3.2 \$US/MM BTU**

MM PCD	B							
	0	0.50	1.00	1.50	1.72	1.94	2.16	2.38
-	1%	2%	8%	10%	16%	26%	36%	46%
70	1%	1%	7%	9%	14%	24%	34%	44%
140	1%	1%	6%	8%	12%	22%	32%	42%
210	1%	1%	5%	7%	10%	20%	30%	40%
280	1%	1%	4%	6%	8%	18%	28%	38%
350	1%	1%	3%	5%	7%	17%	27%	37%
420	1%	1%	2%	4%	6%	16%	26%	36%
490	1%	1%	1%	3%	5%	15%	25%	35%
560	1%	1%	1%	2%	4%	14%	24%	34%
630	1%	1%	1%	1%	3%	13%	23%	33%

**Precio desde 3.2 \$US/MM BTU**

MM PCD	B									
	0	0.19	0.38	0.57	0.76	0.95	1.14	1.33	1.52	1.70
-	1%	8%	16%	24%	32%	40%	48%	56%	64%	72%
45	1%	5%	13%	21%	29%	37%	45%	53%	61%	69%
90	1%	2%	10%	18%	26%	34%	42%	50%	58%	66%
135	1%	1%	7%	15%	23%	31%	39%	47%	55%	63%
180	1%	1%	4%	12%	20%	28%	36%	44%	52%	60%
225	1%	1%	1%	9%	17%	25%	33%	41%	49%	57%
270	1%	1%	1%	6%	14%	22%	30%	38%	46%	54%
315	1%	1%	1%	3%	11%	19%	27%	35%	43%	51%
360	1%	1%	1%	1%	8%	16%	24%	32%	40%	48%
405	1%	1%	1%	1%	5%	13%	21%	29%	37%	45%

**Contrato 41**

MM PCD	B									
	0	0.67	1.34	2.01	2.68	3.35	4.02	4.69	5.36	6.00
-	20%	28%	37%	45%	54%	62%	71%	79%	88%	96%
1	15%	23%	32%	40%	49%	57%	66%	74%	83%	91%
2	10%	18%	27%	35%	44%	52%	61%	69%	78%	86%
3	5%	13%	22%	30%	39%	47%	56%	64%	73%	81%
4	0%	8%	17%	25%	34%	42%	51%	59%	68%	76%
5	0%	3%	12%	20%	29%	37%	46%	54%	63%	71%
6	0%	0%	7%	15%	24%	32%	41%	49%	58%	66%
7	0%	0%	2%	10%	19%	27%	36%	44%	53%	61%
8	0%	0%	0%	5%	14%	22%	31%	39%	48%	56%
9	0%	0%	0%	0%	9%	17%	26%	34%	43%	51%

**Contrato 42**

<b>MM PCD</b>	<b>B</b>									
	<b>0</b>	<b>0.33</b>	<b>0.66</b>	<b>0.99</b>	<b>1.32</b>	<b>1.65</b>	<b>1.98</b>	<b>2.31</b>	<b>2.64</b>	<b>3.00</b>
-	1%	4%	8%	12%	16%	21%	24%	28%	32%	36%
16	1%	1%	5%	9%	13%	18%	21%	25%	29%	33%
31	1%	1%	2%	6%	10%	15%	18%	22%	26%	30%
47	1%	1%	1%	3%	7%	12%	15%	19%	23%	27%
63	1%	1%	1%	1%	4%	9%	12%	16%	20%	24%
79	1%	1%	1%	1%	1%	6%	9%	13%	17%	21%
94	1%	1%	1%	1%	1%	3%	6%	10%	14%	18%
110	1%	1%	1%	1%	1%	1%	3%	7%	11%	15%
126	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	4%	8%	12%
141	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	5%	9%

**Contrato 44: Sólo aplicable para precios del petróleo mayoresa \$US/Barril 40 en Boca de Pozo**

<b>Bpd.</b>	<b>B</b>									
	<b>0</b>	<b>0.44</b>	<b>0.88</b>	<b>1.32</b>	<b>1.76</b>	<b>2.00</b>	<b>2.64</b>	<b>3.08</b>	<b>3.52</b>	<b>2.00</b>
-	10%	18%	26%	34%	42%	50%	58%	66%	74%	82%
27	8%	16%	24%	32%	40%	48%	56%	64%	72%	80%
54	6%	14%	22%	30%	38%	46%	54%	62%	70%	78%
81	4%	12%	20%	28%	36%	44%	52%	60%	68%	76%
108	2%	10%	18%	26%	34%	42%	50%	58%	66%	74%
135	0%	8%	16%	24%	32%	40%	48%	56%	64%	72%
162	0%	6%	14%	22%	30%	38%	46%	54%	62%	70%
189	0%	4%	12%	20%	28%	36%	44%	52%	60%	68%
216	0%	2%	10%	18%	26%	34%	42%	50%	58%	66%
240	0%	0%	8%	16%	24%	32%	40%	48%	56%	64%