

Fundación Milenio

# COLOQUIOS ECONÓMICOS

Notas sobre el sector petrolero  
Mauricio Medinaceli

Nº 1  
Noviembre de 2004

**Fundación Milenio**

# **COLOQUIOS ECONÓMICOS**

## **Notas sobre el sector petrolero**

**Mauricio Medinaceli**

**No. 1**  
**Noviembre de 2004**

La elaboración y publicación de este documento no hubiera sido posible sin el apoyo financiero de la Fundación Konrad Adenauer de Alemania. Agradecemos el apoyo de Javier Ibiert.

---

## **COLOQUIOS ECONÓMICOS**

### **Notas sobre el sector petrolero**

---

Primera Edición, noviembre de 2004

**Autor:** Mauricio Medinaceli

**Diseño de Tapa:** Carlos Néstor Solares

**Depósito Legal:** 4-1-1677-04

**Edición:** Fundación Milenio

**Tiraje:** 500 ejemplares

Fundación Milenio: Av. 16 de Julio N° 1800, Edificio Cosmos, piso 7

Teléfonos: (591-2) 2-312788 2-314563 Fax: (591-2) 2-392341

Casilla postal: 2498, La Paz, Bolivia

e-mail: [fmlnio@entelnet.bo](mailto:fmlnio@entelnet.bo)

[fmlenio@adslmail.entelnet.bo](mailto:fmlenio@adslmail.entelnet.bo)

Página web: [www.fundacion-milenio.org](http://www.fundacion-milenio.org)

Impresión: **PRESENCIA**

Teléfono 2334210 • Fax: 2331206

e-mail: [presencia-diseno@entelnet.bo](mailto:presencia-diseno@entelnet.bo)

La Paz - Bolivia

## CONTENIDO

<b>PRESENTACIÓN</b> .....	i
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	1
<b>1. ALGUNOS ASPECTOS TEÓRICOS</b> .....	1
1.1 ¿Qué consecuencias se derivan de la regla de Hotelling?.....	2
1.2 Impuestos y Tributos de los recursos naturales no renovables (RNNR).....	3
<b>2. EXPLORACIÓN Y EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS EN BOLIVIA</b> .....	5
<b>3. LA ACTUAL LEY DE HIDROCARBUROS (N° 1689 de 30/04/96)</b> .....	6
<b>4. ¿CÓMO SE DESEA MODIFICAR LA ACTUAL LEY DE HIDROCARBUROS     N° 1689, EN LA PARTE IMPOSITIVA?</b> .....	10
<b>5. ASPECTOS ADICIONALES</b> .....	13
<b>CONCLUSIONES</b> .....	15
<b>RONDA DE PREGUNTAS, RESPUESTAS Y COMENTARIOS</b> .....	18
<b>ASISTENTES AL COLOQUIO EN LAS CIUDADES DE LA PAZ Y SANTA CRUZ</b> .....	32

**blanca**

## PRESENTACION

*La Fundación Milenio ha decidido crear un espacio de reflexión orientado a congregar a los economistas para discutir los problemas económicos pertinentes a la realidad nacional, así como también temas teóricos. Se ha denominado a esta iniciativa COLOQUIOS ECONOMICOS, considerando que el término coloquio significa conversación; en ese sentido, nuestra intención es generar una conversación técnica, de alto nivel entre economistas de diferente filiación teórica, de manera que el abordaje de los temas sea amplio. El resultado debiera ser mejorar inicialmente nuestra comprensión sobre los diferentes temas que se aborden en los coloquios.*

*Para este primer número de los COLOQUIOS ECONOMICOS, se ha escogido como tema las rentas que generan la explotación de los hidrocarburos en Bolivia. Este aspecto interesa no solamente por su contenido económico, sino también por sus implicaciones políticas.*

*Para abordar este complicado tema se logró la participación de Mauricio Medinaceli, profesional experto en la parte tributaria del sector petrolero. En lo fundamental, él presentó un examen teórico respecto a las rentas que emergen de la explotación de recursos naturales no renovables. Luego explicó los fundamentos del cambio tributario que el gobierno del presidente Carlos Mesa pretende realizar en la explotación de los hidrocarburos.*

*Como se conoce, luego de la realización del referéndum del 18 de julio de 2004, el gobierno remitió al H. Congreso Nacional, el 30 de julio de 2004, el “Anteproyecto de Ley de Ejecución y Cumplimiento del Referéndum del 18 de julio de 2004 sobre la Política Energética de Bolivia”, conocido como proyecto de ley corta<sup>1</sup>. Precisamente, el análisis de Medinaceli se refiere a la propuesta de modificación tributaria contenida en dicho anteproyecto. La tercera propuesta de cambio del Poder Ejecutivo denominada “Proyecto de Ley de Hidrocarburos”<sup>2</sup>, presentado al Poder Legislativo el 7 de septiembre de 2004, conocido como proyecto de ley larga, mantiene la propuesta tributaria del segundo proyecto.*

*Este Primer COLOQUIO ECONÓMICO se realizó primero en La Paz y luego en Santa Cruz, a comienzos de agosto. En Santa Cruz se tuvo el auspicio de la Fundación Libertad, Democracia y Desarrollo (FULIDED), gracias al apoyo de su presidente Carlos de Chazal, de Oscar Ortiz, Gerente de la CAINCO y de Mario Bruno, a quienes expresamos nuestro agradecimiento. En ambas ciudades luego de la exposición de Medinaceli, se realizó una ronda de preguntas, respuestas y de comentarios que se han reproducido en sus partes relevantes luego de haberlas editado. También agradecemos a todas las personas que han participado en los eventos en La Paz y en Santa Cruz. Un agradecimiento especial para Mauricio Medinaceli.*

---

<sup>1</sup> La primera propuesta de cambio del marco legal de los hidrocarburos se conoció en abril de 2004, cuando el presidente Carlos Mesa presentó públicamente un “Proyecto de Ley de Hidrocarburos”, antes de la realización del referéndum.

<sup>2</sup> El Título I de este último proyecto de Ley es: “Alcance de la Ley de Hidrocarburos y Ejecución y Cumplimiento del Referéndum de 18 de julio de 2004 sobre la Política de Hidrocarburos en Bolivia”

**blanca**

## INTRODUCCIÓN

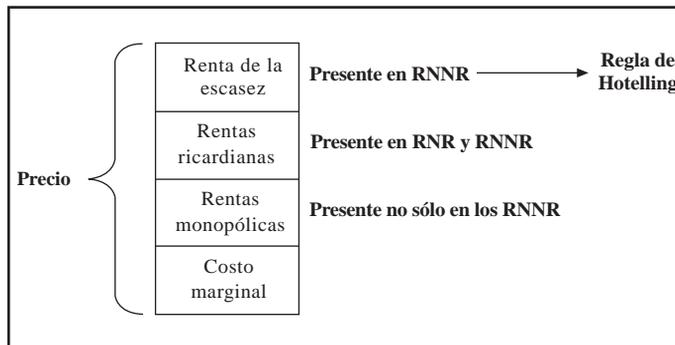
A tiempo de agradecer a la Fundación Milenio la posibilidad de exponer algunas ideas sobre el sector petrolero en Bolivia quisiera comentarles, para contextualizar la exposición, que desde noviembre del año 2003 acompañé el proceso de reformas a la Ley de Hidrocarburos, desde esa fecha trabajé con los ex- ministros Álvaro Ríos, Javier Nogales y actualmente con el ministro Guillermo Torres. Durante todo este período acompañé al equipo del Poder Ejecutivo en la modificación tributaria al sector hidrocarburífero en Bolivia, por esta razón la charla, además de los aspectos usuales, estará acompañada de ideas pasadas y presentes sobre posibles modificaciones en el aspecto tributario del sector.

El desarrollo de la exposición comienza con una revisión muy rápida de algunos aspectos teóricos sobre el manejo de recursos naturales no renovables (RNNR), luego se analizarán las características más importantes de las etapas de exploración y explotación de hidrocarburos en Bolivia, en la tercera parte expondré algunas características de la actual Ley de Hidrocarburos en lo referente a impuestos y tributos, posteriormente comentaré los cambios que se desean introducir en dicha Ley y, finalmente, se presentarán las conclusiones.

## 1. ALGUNOS ASPECTOS TEÓRICOS

En lo que sigue deseo repasar la forma cómo la teoría económica aborda el estudio de un RNNR. Revisando la literatura encuentro que un buen punto de partida es analizar la relación entre el precio de un RNNR y el tipo de rentas que genera dicho recurso.

**Figura 1**



En general los RNNR presentan tres tipos de rentas, que no debieran confundirse, las monopólicas, ricardianas y las de escasez. La renta de la escasez se presenta debido a la característica finita de dicho recurso, por tanto a medida que se hace más escaso el valor del mismo se incrementa. Las rentas ricardianas surgen en base a la calidad de un pozo petrolero o la ley de cabeza de una mina, de esta forma existen yacimientos en los que esta renta es elevada debido solamente a la riqueza del mismo. Finalmente las rentas monopólicas surgen por comportamientos no competitivos de los oferentes del RNNR. La presencia de este tipo de rentas ocasiona que el precio de un RNNR se sitúe, generalmente, por encima del costo marginal de producción. Por ejemplo, no se debe confundir el actual incremento en el precio internacional del petróleo con la presencia de rentas de la escasez o de rentas

ricardianas, claramente son las rentas monopólicas las que están empujando hacia arriba a los precios.

Fue a partir de un estudio de Harold Hotelling, en 1931, que se profundizó el estudio del comportamiento de la renta de la escasez de un RNNR. La regla de Hotelling, plantea que a diferencia de un recurso que no es escaso, la tasa de crecimiento del precio de un RNNR debe ser igual a la tasa de descuento de la sociedad.<sup>1</sup> Si la tasa de descuento de la sociedad es igual a la tasa de interés, entonces la tasa de crecimiento de los precios debe ser igual a la tasa de interés de la economía, de esta forma el valor presente de todas las rentas futuras es exactamente el mismo. Este resultado posibilita el establecimiento de la senda óptima de explotación, es decir el nivel de consumo óptimo de un RNNR.

La formulación matemática de la regla de Hotelling, también permite que visualicemos a un RNNR como un activo. De esta forma, en competencia perfecta, el rendimiento de este activo –por ejemplo el oro- sería igual a la tasa de crecimiento de su precio, mismo que a su vez debiera igualar al rendimiento de los otros activos en la economía, expresados en la tasa de interés. En este sentido, un RNNR puede estudiarse como un activo en la sociedad, asumiendo que forma parte del stock de capital de una sociedad y, en consecuencia, este stock de capital puede introducirse en una función de producción, de manera que puede afectar la tasa de crecimiento de la economía.

## 1.1 ¿Qué consecuencias se derivan de la regla de Hotelling?

Primero: Que los precios nominales deberían, al menos en teoría, crecer constantemente en función a la tasa de interés. Esta predicción teórica no siempre se cumple, de hecho son muy pocos los casos en los que observamos algo así, debido a varias razones, por ejemplo, la existencia de tecnologías alternativas, a medida que el precio aumenta otras tecnologías se tornan viables y ocasionan que el precio de, por ejemplo una energía alternativa sea más bajo y más conveniente. Asimismo, los precios caen debido a la existencia de acuerdos colusivos o por manejo de precios de algunos carteles.

Segundo: Dado que un RNNR es parte del stock de capital de una sociedad, la renta de la escasez que genera debería reinvertirse en otro activo, de forma que el stock de capital de la sociedad se mantenga inalterable. Esta segunda consecuencia es relevante para Bolivia en este momento, tomando en cuenta que nos estamos “comiendo” -en algún sentido- el gas natural y los minerales. Para que el capital de la sociedad se mantenga inalterado, las rentas de la escasez que generan la exportación gasífera y minera deberían invertirse en otro tipo de activos, por ejemplo, infraestructura, salud o educación.

Tercero: La Regla de Hotelling es una condición de optimalidad intertemporal que plantea que la última unidad vendida de RNNR debería ser adquirida por aquella persona que la valora en mayor proporción. Entonces esa sería una senda de agotamiento óptima desde un punto de vista social.

La condición de Hotelling también sostiene que la tasa de crecimiento de los precios y la tasa de descuento de una sociedad, condicionan la velocidad a la cual se agota un RNNR. Por ejemplo, si la tasa de crecimiento de los precios del oro es mayor a la tasa de interés que paga un banco, ¿entonces qué es más atractivo? Dejar el oro bajo tierra debido a que

<sup>1</sup>  $\frac{\dot{P}_t}{P_t} = r$

este activo se está apreciando. Por el contrario si la tasa de interés es mayor a la tasa de crecimiento de los precios, ¿qué es más conveniente? Explotar rápidamente el oro, en razón a que es más rentable explotar el oro, venderlo, y ese dinero colocarlo en un banco, porque genera un mayor retorno.

El planteamiento de Hotelling y en general los criterios de eficiencia, recibieron varias críticas, que se detallan a continuación:

- No necesariamente existe una sustitución perfecta entre el activo RNNR y el resto de activos.
- La Regla de Hotelling es un criterio de explotación óptima, no analiza las condiciones de sostenibilidad del crecimiento económico.
- La opinión de generaciones futuras tiende a “dejarse a un lado”.
- La Economía Ecológica tiende a analizar los sistemas económicos y su interrelación con los sistemas naturales, siendo una de sus principales recomendaciones el “pasar con menos”.

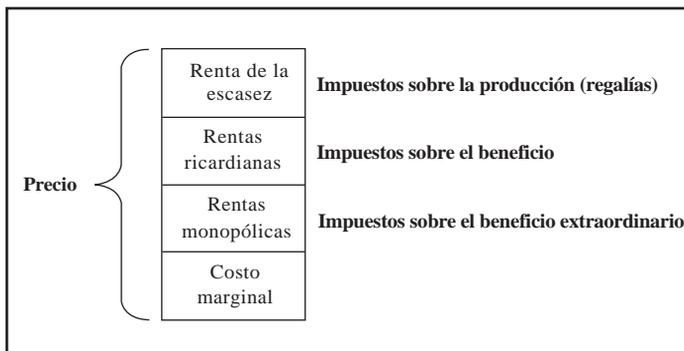
En ese sentido, la regla de Hotelling constituye un criterio de explotación óptima; empero no examina las condiciones de sostenibilidad del crecimiento. Hoy no solamente interesa que un recurso se agote óptimamente, sino también que el sistema económico esté en compatibilidad con el sistema ecológico. Lo que sostienen muchos ambientalistas es que se está dañando el equilibrio intergeneracional ¿Qué quiere decir esto?, que cuando nosotros decidimos sobre la explotación del gas en el presente, estamos quitando la libertad a nuestros nietos para que ellos decidan sobre el gas en el futuro. Entonces, la literatura económica argumenta que la mejor forma que tiene una sociedad para crecer, es consumir la menor cantidad de RNNR posibles.

## **1.2 Impuestos y tributos de los Recursos Naturales No Renovables (RNNR)**

La economía de los RNNR abarca un conjunto amplio de temas, el que abordaré es el impositivo, es decir los criterios económicos que exigen el pago de impuestos a la extracción de un RNNR y algunas características de los mismos. En este sentido comenzaré mencionando que la manera cómo el Estado se apropia de las rentas que genera un RNNR depende de la naturaleza del mismo.

Respecto a las rentas monopólicas y ricardianas, la literatura económica aconseja que el Estado se apropie a través de impuestos al beneficio, porque estas rentas aparecen, crecen y desaparecen. En cuanto a la renta de la escasez, el Estado puede apropiarse de ésta, por medio de una regalía. Este es el origen teórico de una regalía, es decir, el hecho de que no se podrá explotar el RNNR en el futuro, en consecuencia se lo debe explotar en el presente. De esta consideración se infiere que el sistema impositivo que se aplica, por ejemplo, al gas natural o al petróleo, este asociado directamente con la característica de la renta (ver figura 2).

**Figura 2**



En la actual coyuntura, el crecimiento de los precios del petróleo no debería ser apropiado con una regalía, sino con un impuesto al beneficio. La razón es simple, ya que este beneficio extraordinario en el futuro desaparecerá también debería desactivarse el instrumento fiscal de participación, es decir el impuesto al beneficio. Una regalía puede permanecer constantemente en el tiempo, porque se espera que la renta de la escasez también permanezca constante en el tiempo. Ante determinadas circunstancias aquellos países productores de RNNR tienden a escoger una combinación, un híbrido entre regalías e impuestos al beneficio.

Ahora bien, se tiende a asociar las regalías con impuestos ciegos, pero hay que diferenciarlas conceptualmente. Una regalía puede ser un impuesto ciego, que es una forma de apropiarse de la renta de la escasez. Estas regalías y/o los impuestos a la producción, o los impuestos ciegos tienen ciertas características que se mencionan a continuación:

- Distorsiona el uso óptimo de un recurso no renovable, cambia teóricamente la regla de Hotelling.
- Son fáciles de cobrar, debido a que no interesan los costos exploración o explotación.
- Podría provocar el cierre de campos costosos en el sector petrolero, debido a que no considera los costos.

Por otra parte, el impuesto al beneficio tiene la virtud de no distorsionar el uso óptimo de un RNNR, pero tiene el problema de que los costos de capital, en los que se incurre al principio, son difíciles de prorratear en el tiempo, es decir la depreciación económica generalmente es distinta a la depreciación contable para pagar impuestos. Este hecho representa un problema serio debido a la información asimétrica entre la empresa que explota el RNNR y la entidad encargada de fiscalizar el pago del impuesto a las utilidades. Las estructuras de costos sólo las conocen las empresas, en este sentido el Estado, por ejemplo el Servicio de Impuestos Nacionales, sólo puede realizar conjeturas acerca de la magnitud de estos costos, por tanto surgen problemas en la fiscalización de este impuesto.

Finalmente un impuesto al beneficio tiene la gran virtud de no ocasionar el cierre de campos costosos, dado que permite el agotamiento óptimo de aquellos yacimientos en función a las condiciones de mercado vigentes.

## 2. EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS EN BOLIVIA

Como se conoce en la explotación de los RNNR petroleros existen las siguientes etapas: exploración y explotación, de donde se obtiene el gas natural, el condensado, la gasolina natural y el gas licuado de petróleo (GLP). Luego de esta etapa existen dos alternativas: vender al mercado externo y al interno. Si se vende en el mercado interno, el petróleo fluiría a las refinerías, ahí obtendrán los productos derivados del petróleo y si es gas natural, probablemente se dirija a las generadoras eléctricas o a las distribuidoras de gas natural.

Gran parte de la discusión actual sobre impuestos está concentrada en la parte de exploración y explotación. Y la pregunta es: ¿Cómo nos distribuimos los ingresos en boca de pozo de esta parte? Justamente, la discusión entre el 18 por ciento y el 50 por ciento está concentrada en la fase de exploración y explotación, que es lo que voy a comentarles ahora.

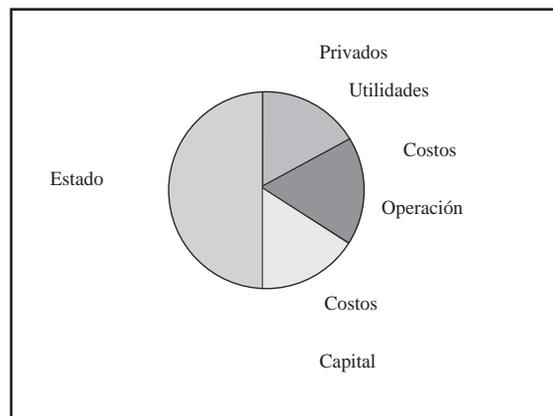
Para comenzar quisiera mencionar que los ingresos brutos en la parte del upstream, que es la de exploración y explotación, deben cubrir al menos cuatro conceptos:

- 1º La participación del Estado
- 2º Una ganancia razonable para los privados
- 3º Costos de capital
- 4º Costos de operación

Respecto a la situación nacional, ustedes conocen, que cuando se demanda una regalía del 50 por ciento, lo que se quiere es que de esta "torta", el 50 por ciento capte el Estado y del 50 por ciento restante se distribuyan entre los costos de operación, de capital y la participación de la empresa.

¿Por qué interesa esta figura? Porque muchas personas piensan que al demandar una regalía del 50 por ciento, simplemente ocurre una división de los ingresos disponibles. Pero no es cierto un 50 por ciento de regalías implica que del 50 por ciento restante se paguen los costos de operación y de capital y se genere una ganancia para el operador. (ver figura 3)

Figura 3



Respecto al tamaño de la "torta", si bien la comparación siguiente es entre variables de flujo con variables de stock, se observa que para el 2002 el PIB fue de US\$ 7,800 millones, el déficit fiscal aproximadamente US\$ 700 millones, y la deuda externa US\$ 5,000 millones. En base a estas cifras, la pregunta es: ¿cuál es el tamaño de la "torta" que generan los ingresos en boca de pozo? Para ese año los ingresos fueron US\$ 654 millones, es decir, el 8.4 por ciento del PIB. De esta forma, se advierte que la "torta" del sector petrolero, en el upstream, no es tan grande como quisiéramos o como la gente esperaría. Ahora bien, ¿por qué la "torta" no es tan grande en el presente? Tengo la siguiente hipótesis al respecto:

En boca de pozo un barril equivalente de gas natural tiene un precio de US\$ 6 (utilizando el precio de venta al Brasil). Sin embargo, un barril de petróleo alcanza generalmente a US\$ 25/barril o se esperaría que ese sea su precio de mediano plazo. Por tanto, el precio del gas natural en términos equivalentes en boca de pozo es cuatro veces más bajo que el precio del petróleo.

Analizando la composición de la producción, el petróleo representa el 25 por ciento de la producción del sector hidrocarburífero y el 75 por ciento de la producción restante es de gas natural, en términos de barriles equivalentes. Para obtener estos números se realizó la conversión de gas natural a barril equivalente de gas natural (ver cuadro 1)

**Cuadro 1**

<b>1. ANÁLISIS DE PRECIOS</b>		
	<b>PETRÓLEO</b>	<b>GAS NATURAL</b>
<b>Precios en Boca de Pozo (\$US/Barril)</b>	<b>25</b>	<b>6</b>
<i><u>El precio del gas natural (en boca de pozo) es 4 veces más bajo que el del petróleo</u></i>		
<b>2. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN</b>		
	<b>Petróleo</b>	<b>Gas Natural</b>
<b>Producción 2003 (Millones de Barriles)</b>	<b>14</b> <b>(25%)</b>	<b>43</b> <b>(75%)</b>
<i><u>Bolivia no es un país petrolero es un país gasífero</u></i>		

Por tanto, reitero, el precio del gas natural es cuatro veces más bajo que el precio del petróleo y Bolivia es un país, actualmente, productor de gas natural más que de petróleo. Este es un aspecto importante porque nos llevará a plantear, más adelante, el tema de la industrialización del gas natural.

### **3. LA ACTUAL LEY DE HIDROCARBUROS (Nº 1689 de 30/04/96)**

Concentrándonos en el tema de impuestos y tributos, ¿qué es lo que determina la actual Ley de hidrocarburos, Nº 1689? Que existen dos tipos de hidrocarburos, los existentes y los hidrocarburos nuevos. Sus tasas impositivas y regalías son las siguientes (ver cuadro 2):

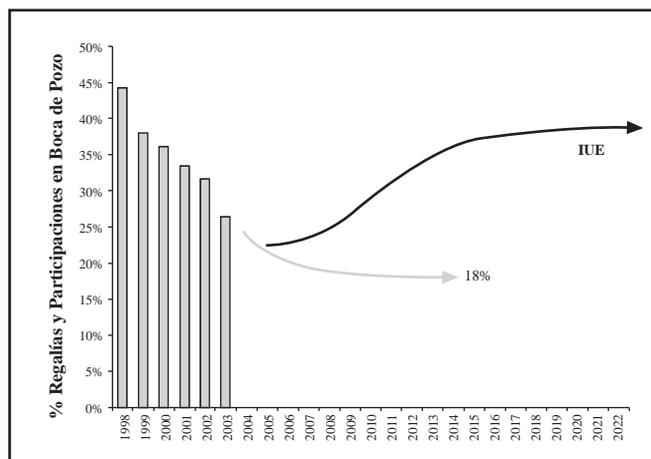
**Cuadro 2**

	Hidrocarburos Existentes	Hidrocarburos Nuevos	
<b>Regalías departamentales</b>	12%	12%	
<b>Participación YPFB- TGN</b>	6%	6%	
<b>Regalía Nacional Complementaria (TGN)</b>	13%	-	
<b>Participación Nacional (TGN)</b>	19%	-	
<b>TOTAL IMPUESTOS “Ciegos”</b>	50%	18%	
<b>Impuesto sobre las Utilidades (25%)</b>	NO	SÍ	} <b>X</b>
<b>Impuesto Remesas al Exterior (12.5%)</b>	NO	SÍ	
<b>Surtax (25%)</b>	NO	SÍ	
<b>TOTAL IMPUESTOS</b>	50%	18% + <b>X</b>	

La pregunta que surge es: estos impuestos sobre las utilidades, si se pagan, generan una cantidad **X**, entonces, ¿cuánto más puede ser este **X**? Hay alguna parte de la población que piensa que los hidrocarburos nuevos se van a quedar en el 18 por ciento. Sin embargo, al menos desde un punto de vista teórico, este 18 por ciento podría subir hasta un 30 ó 40 por ciento.

¿Cuál era el plan conceptual? Parte del siguiente gráfico. El área gris indica el nivel de regalías y participaciones como porcentaje que tuvo el Estado desde 1998 hasta el 2003. Lo primero que resalta acá es que no es solamente el 18 por ciento, y ustedes lo saben, porque al principio había una predominancia de hidrocarburos existentes. Entonces al ser éste un promedio ponderado, sabemos que había más hidrocarburos existentes, entonces las regalías y participaciones se aproximaban al 50 por ciento (ver gráfico 1).

**Gráfico 1**



A medida que los hidrocarburos existentes se agotan, obviamente este promedio converge a 18 por ciento en el mediano plazo, debido a que ya no tendremos hidrocarburos existentes y sólo quedarían hidrocarburos nuevos.

Esto se conocía y la idea era que a partir de este hecho, el impuesto a las utilidades debía ser el que compense la disminución de los impuestos y tributos. Para que el impuesto a las utilidades en el mediano y largo plazo sea alto, debía ocurrir desde 1997 hasta el 2003 una depreciación acelerada, de tal forma que ya las empresas no puedan utilizar sus gastos de capital para disminuir la base imponible en el futuro.

Entonces, irónicamente, para que el impuesto a las utilidades pueda ser útil en el futuro, la depreciación debía ser acelerada en el presente. Y digo irónicamente porque la lectura que se tiene muchas veces es: como la depreciación es acelerada el impuesto a las utilidades no se activa, y sólo se va a pagar el 18 por ciento, este análisis funciona pero en un momento del tiempo, no en el mediano y largo plazo.

¿Cómo debía funcionar el sistema? Quiero presentarles aquí algunos números. Observen: tenemos el precio en boca de pozo para el gas natural, que es de US\$ 6/barril equivalente, y el precio del petróleo de US\$ 25 (ver cuadro 3).

**Cuadro 3**

	Gas Natural (75%)		Petróleo (25%)	
	Caso 1	Caso 2		
Precios en Boca de Pozo (\$US/Barril)	6.0	4.1	25.0	20.0
Costos Operación (\$US/Barril)	-1.0	-2.0	-1.0	-2.0
Costos de Capital (\$US/Barril)	-1.7	-1.7	-1.7	-1.7
<b>Saldo 1 (\$US/Barril)</b>	<b>3.3</b>	<b>0.4</b>	<b>22.3</b>	<b>16.3</b>
Regalías y Participación (18%)	-1.1	-0.7	-4.5	-3.6
<b>Saldo 2 (\$US/Barril)</b>	<b>2.2</b>	<b>-0.3</b>	<b>-0.3</b>	<b>-0.3</b>
Impuesto sobre las Utilidades (25%0(*)	-0.6	0.0	0.0	0.0
<b>Saldo 2 (\$US/Barril)</b>	<b>1.7</b>	<b>-0.3</b>	<b>13.4</b>	<b>9.5</b>
Impuesto Remesas Exteior (25%0(*)	-0.2	-0.2	-1.7	-1.2
<b>Saldo Final para la Empresa (\$US/Barril)</b>	<b>1.5</b>	<b>-0.3</b>	<b>11.7</b>	<b>8.3</b>
Saldo para el Estado (Regalías e Impuestos) (\$us/Barril)	1.8	0.7	10.6	8.0
	31%	18%	42%	40%

\* Asumiendo que los gastos de capital son los aquí presentados, la realidad es más compleja, sin embargo para fines expositivos se puede tomar este supuesto

Los costos de operación, podemos asumir que son de un dólar por barril (este es un dato extraído de los informes del Delegado Presidencial para la mejora de la Capitalización a principios de este año, el mismo podría estar subvaluado). En cuanto a los costos de capital podemos asumir que son de US\$ 1.7/barril equivalente. De esta forma, al restar los costos de operación y de capital, en el caso del gas natural quedan US\$ 3 y en el caso del petróleo, US\$ 22.

Vamos a suponer que las cifras se refieren a los hidrocarburos nuevos. Por tanto, primero se deduce la regalía y la participación del 18 por ciento, que es calculado sobre el 6 y sobre el 25. Luego, a este saldo se le deduce el impuesto a las utilidades y a este saldo se le deduce el impuesto a las remesas al exterior. Como ustedes pueden ver acá no estoy utilizando el SURTAX.

Se aprecia que el saldo para el Estado de regalías e impuestos es 1.8, que respecto del 6 del gas natural es del 31 por ciento y en el caso del petróleo es del 42 por ciento. No quiero decir que esto haya ocurrido así, solamente que desde un enfoque conceptual, el sistema estaba diseñado de esta forma. Por esta razón los hidrocarburos nuevos no se quedaban con una tributación del 18 por ciento. En el “caso 1” en el gas natural llegaban al 31 por ciento y al 42 por ciento en el caso del petróleo.

En el “caso 2”, en el cual los precios son más bajos y los costos son más altos, advertimos que evidentemente el impuesto a las utilidades ya no se paga, por tanto la participación del Estado disminuye al 18 por ciento y al 40 por ciento.

Lo que muestro es que el impuesto a las utilidades permite participar al Estado cuando existen utilidades. Cuando no existe la utilidad, el Estado solamente participa en la regalía del 18 por ciento. Es necesario recalcar que para el “caso 2”, se asumen precios más bajos o costos más altos.

La segunda forma de analizar la participación del Estado, es a través del *government take*, que mide la participación del Estado luego de deducidos los costos de operación y de capital. Esta metodología de análisis es más precisa, porque significa cuantificar, luego de deducir los costos, cuánto participa el Estado en los ingresos disponibles que genera el sector petrolero. En el ejemplo, en el gas natural la participación del Estado es 55 por ciento y 48 por ciento en el caso del petróleo (ver cuadro 4).

**Cuadro 4**

	Gas Natural (75%)	Petróleo (25%)
Precios en Boca de Pozo (\$US/Barril)	6.0	25.0
Saldo Final para la Empresa (\$US /Barril)	1.5	11.7
Saldo Final para la Empresa (\$US /Barril)	-0.3	8.3
Saldo para el Estado (Regalías e Impuestos) (\$us/Barril)	1.8	10.6
Saldo para el Estado (Regalías e Impuestos) (\$us/Barril)	0.7	8.0
Forma “Clásica” sobre “Boca de Pozo”	31%	42%
“Government Take”	55%	48%
	$\frac{1.8}{1.8+1.5} = 55\%$	$\frac{10.6}{10.6+11.7} = 48\%$
Forma “Clásica” sobre “Boca de Pozo”	18%	40%
“Government Take”	185%	49%

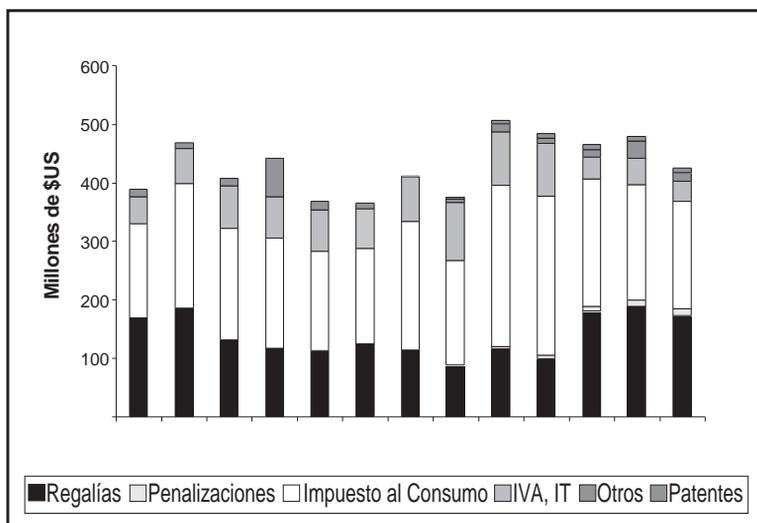
LA FORMA “CLASICA” NO SIEMPRE ES PRECISA

Ahora, en el “caso 2” la forma clásica de ver la participación es 18 por ciento en el gas natural y 40 por ciento en el petróleo, pero el *government take* en el gas natural es 185 por ciento, esto significa que la empresa debería pagar para estar en Bolivia.

Pareciera aquí que los números son caprichosos. Lo único que estoy reflexionando con ustedes es que no solamente veamos la forma clásica, sino consideremos los costos de operación y capital al momento de analizar la participación del Estado.

En términos de recaudaciones ¿cuánto ha generado la actual Ley de Hidrocarburos N° 1689? En base a la información de la Unidad de Programación Fiscal se advierte que éstas oscilan entre los US\$ 350 y 450 millones. Cuando se presenta este resultado, la primera reacción de las personas es pensar que se le engaña. Preguntan: ¿dónde se refleja la caída del 50 al 18 por ciento? (ver gráfico 2).

Gráfico 2



Para un análisis más preciso se debe discriminar estos montos para examinar qué etapas pagan los impuestos y tributos. La parte negra es aquella que paga la parte de exploración y explotación y la parte blanca son los Impuestos al Consumo Específico, es decir, los que paga el consumidor final. En base a esta discriminación, es posible realizar algunas reflexiones:

Primero: casi el 50 por ciento de los ingresos del sector hidrocarburífero, se originaban en impuestos al consumo específico; es decir, que antes y después de la reforma el consumidor final, a través del IEHD ahora y por medio de los gasolinazos antes, aportaba con el 50 por ciento de los ingresos del sector petrolero.

Segundo: para evaluar el impacto del 18 por ciento, es necesario examinar solamente los ingresos que paga el upstream del sector petrolero. Como se observa, los ingresos se mantienen constantes durante todo el periodo. Sin embargo, si bien los ingresos se mantuvieron constantes en todo este periodo, el valor de las exportaciones creció notablemente. No es lo mismo aportar US\$ 100 millones cuando las exportaciones son US\$ 105 millones, que aportar los mismos US\$ 100 millones cuando las exportaciones son de US\$ 500 millones. Desde esa perspectiva, sí hubo una caída, empero, la disminución no es del 50 al 18 por ciento, la disminución es aproximadamente entre 8 y 10 puntos porcentuales.

Tercero: el Impuesto a las Utilidades debía compensar esta disminución del 18 por ciento, con la condición de que la depreciación en el periodo 1997-2005 debía ser acelerada.

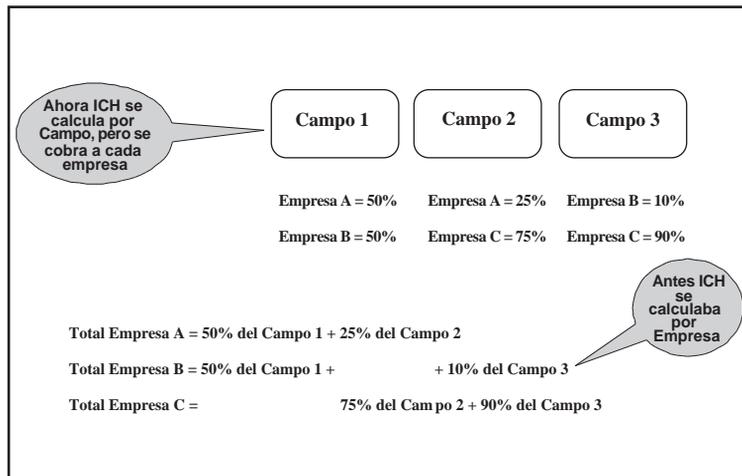
#### 4. ¿CÓMO SE DESEA MODIFICAR LA ACTUAL LEY DE HIDROCARBUROS Nº 1689, EN LA PARTE IMPOSITIVA?

Inicialmente el Impuesto Complementario a los Hidrocarburos (ICH) era una alícuota progresiva sobre el volumen de producción por empresa, luego el mismo ya no estaba en función al volumen de producción, sino en relación al tiempo. Posteriormente, en el último

proyecto la idea del ICH es cobrar por cada campo y no por actividad de la empresa.<sup>2</sup>

Suponemos que tenemos tres campos: en el campo 1 la empresa “A” participa con el 50 por ciento y la empresa “B” con el 50 por ciento. En el campo 2 la empresa “A” participa con el 25 por ciento y la empresa “C” con el 75. Y en el campo 3, la empresa “B” con el 10 por ciento y la empresa “C” con el 90 por ciento. Si analizamos estos números, la operación total de la empresa “A” viene, de su participación en el campo 1 y de su participación en el campo 2. Lo mismo para la empresa “B” y para la empresa “C” (ver figura 4).

**Figura 4**



En un principio, el ICH gravaba la operación de la empresa, entonces si la empresa producía más, la alícuota que se le cobra es mayor. ¿Cuál era el problema con este tipo de impuesto? Supongan que para la empresa “A” el campo 1 es un campo pequeño, y el campo 2 es un megacampo. Por tanto, al tener o participar en un megacampo, probablemente la alícuota que enfrente oscilaba entre el 20 ó el 30 por ciento. Con esa misma alícuota se hubiera gravado al campo 1, que podía tener una menor producción.

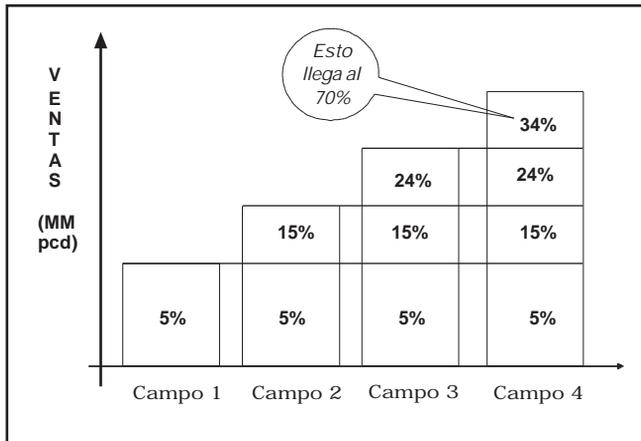
La consecuencia hubiese sido que campos pequeños -sobre todo campos de petróleo- se cierran, considerando que alrededor de la mitad de la producción de petróleo en Bolivia se origina en campos pequeños, se hubiese generado un problema de abastecimiento serio. Por esta razón, dentro el proyecto de Ley de Hidrocarburos ahora el impuesto se calcula por campo, pero aún se cobra a cada empresa, de esta forma si el campo produce más, entonces la alícuota que se le aplica es mayor. En el caso del petróleo y del GLP, también esta alícuota está en función al precio internacional.

Ahora, ustedes podrán observar en la publicación de la ley, que las tablas sólo presentan la alícuota incremental. ¿Qué significa la alícuota incremental?

Las alícuotas: 5, 15, 24, 34 pueden llegar a 70; pero, la naturaleza del impuesto es un impuesto incremental. Fijense el campo 1, si alcanza este nivel de ventas, sólo paga el 5 por ciento. Sin embargo, cuando existe un campo 2 que tiene un nivel de ventas mayores en volumen, el primer segmento continúa pagando el 5 por ciento. Sólo la parte incremental paga el 15 por ciento (ver gráfico 3).

<sup>2</sup> Se refiere al Anteproyecto de Ley de Ejecución y Cumplimiento del Referéndum del 18 de julio de 2004 sobre la política energética de Bolivia (presentado al Honorable Congreso Nacional el 24 de julio de 2004).

Gráfico 3

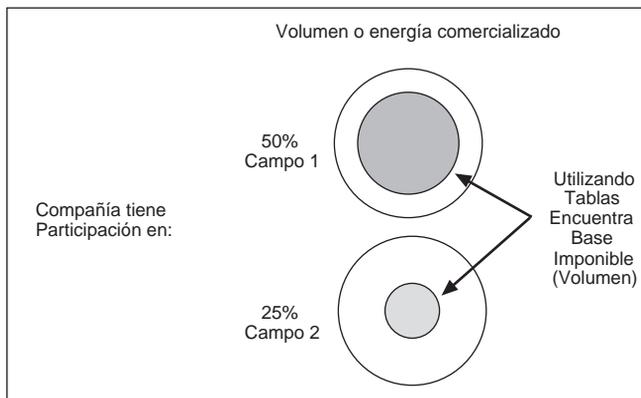


¿Por qué se quiso hacer esto? Observen la situación del campo 1: si alcanza un nivel de ventas que paga el 5 por ciento, y se incrementa la producción, un pie cúbico, hubiera sido muy injusto que por ese pie cúbico incremental pase a una alícuota del 15 por ciento, creando un desincentivo fuerte a incrementar la producción. Como está diseñado ahora, este pie cúbico incremental pagaría el 15 por ciento y el resto continuaría pagando el 5 por ciento. En este sentido es necesario recalcar las alícuotas que están publicadas, se refieren a las alícuotas incrementales, es decir a las del último segmento. Esas alícuotas incrementales son distintas a las alícuotas promedio que enfrentará la empresa.

Es importante considerar que una producción entre 1 y 10 millones de pies cúbicos al día, (MMPCD) la tienen 18 campos en Bolivia; y entre 10 y 50 MMPCD, la tienen 11 campos (en 2003). Es decir, 29 campos en Bolivia tienen una producción entre 1 y 50 MMPCD al día. Solamente tres campos tienen producciones mayores. Por esta razón, cualquier sistema impositivo que se diseñe, debe tomar en cuenta esta realidad para no afectar a los campos pequeños.

¿Cómo debe operar este impuesto? Asuman que la compañía tiene una participación del 50 por ciento en el campo 1 y del 25 por ciento en el campo 2. En el primer campo al tener un volumen de ventas mayor paga un impuesto mayor, y el otro campo, al ser más pequeño, paga un nivel de impuestos más bajo (ver figura 5).

Figura 5



Entonces, lo primero que se hace es examinar cuánto produce el campo y, de acuerdo a las tablas, determinar cuál es el volumen sujeto del pago del impuesto. A ese volumen se le aplica un precio de referencia. Posteriormente, en función a la participación de la compañía en cada campo, se obtiene el monto total del impuesto que debe pagar. Como la compañía, participa en un 50 por ciento del campo 1, debe pagar el 50 por ciento del impuesto correspondiente al campo 1 y así sucesivamente, en el total de campos en los que participe la compañía.

Lo que se estima es que con este impuesto, para un proyecto futuro, el *government take* pueda situarse entre el 70 y el 80 por ciento. Esto significaría que evidentemente la participación del Estado se incrementa.

## 5. ASPECTOS ADICIONALES

Dentro del cálculo de costos de operación y de capital, los US\$ 1.7/barril era un dato importante que nos generaba algunos resultados. La pregunta es: ¿Cómo se obtiene? El total de la inversión se divide entre el total de la producción asegurada para los próximos 20 años. La producción asegurada será Brasil, el mercado interno en líquidos y el mercado interno en gas natural. Obviamente, si uno abre más mercados el volumen crece y, por tanto, los US\$ 1.7/barril pueden ser más bajos (ver cuadro 5).

**Cuadro 5**

<b>Inversión 1997-2003 (Millones de \$us)</b>	
<b>Producción “Asegurada” proximos 20 años (Millones de Barriles)</b>	
<b>Brasil (Gas Natural)</b>	<b>1,330</b>
<b>Mercado Interno (líquidos)</b>	<b>256</b>
<b>Mercado interno (Gas Natural)</b>	<b>138</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1,724</b>
<b>Costos de Capital 2,927 / 1.724</b>	<b>1.7</b>

¿Qué pasa con los números cuando tenemos un 50 por ciento de regalía, al menos con estos números? Para el ejemplo del gas natural tenemos un precio de US\$ 6/barril equivalente, unos costos de operación de 1, los costos de capital de 1.7 y un saldo de 3.13 (ver cuadro 6).

**Cuadro 6**

	Gas Natural (75%)		Petróleo (25%)	
Precios en Boca de Pozo (\$US/Barril)	6.0	4.1	25.0	20.0
Costos Operación (\$US/ Barril)	-1.0	-2.0	-1.0	-2.0
Costos de Capital (\$us/Barril)	-1.0	-1.7	-1.7	-1.7
<b>Saldo 1 (\$US/Barril)</b>	<b>3.3</b>	<b>0.4</b>	<b>22.3</b>	<b>16.3</b>
Regalías y Participación (50%)	-3.0	-2.1	-12.5	-10.0
<b>Saldo 2 (\$US/Barril)</b>	<b>0.3</b>	<b>-1.7</b>	<b>9.8</b>	<b>6.3</b>

No se debe olvidar que Bolivia es un país, sobre todo, gasífero

¿Qué acontece si aplicamos una regalía del 50 por ciento? Cuando planteo esta pregunta, algunas personas tienden a responder que el 50 por ciento es sobre 3.13, pero esto no es correcto, las regalías se calculan sobre el 6.

De esta forma, si uno aplica el 50 por ciento, para el caso de este ejemplo, el gas natural tendría un saldo neto cercano a cero. En cambio en el caso del petróleo el saldo neto es de US\$ 9.8/barril. En este sentido, el 50 por ciento de regalías parece excesivo. Es posible que para megacampos este costo de 1.7 y este 1 pueden disminuir notablemente, pero no todos los campos en Bolivia son megacampos.

Respecto a la industrialización, el primer comentario que generalmente recibo como el precio del gas natural está en US\$ 6, entonces debemos industrializar dicho gas para que esos US\$ 6 crezcan a US\$ 60. A continuación les comentaré algunas cifras de un proyecto de industrialización de gas a líquidos, que tuve la oportunidad de revisar. Este proyecto tiene las siguientes características (ver cuadro 7):

**Cuadro 7**

Inversión Inicial (Millones de \$us)	400
Producción de Diesel Oil (Bpd)	10,000
Producción Total de Diesel Oil en 10 años (Millones de Bbls.)	36.5
<b>Precio de venta del Diesel Oil (\$us/Bbl.)</b>	<b>62</b>
Impuesto Especial a la Venta de DieselOil - IEHD (\$US/Bbl.)	20
IVA del Diesel Oil (\$us/Bbl.)	5
IT del Diesel Oil (\$us/Bbl.)	1
Gastos de Capital por Barril de Diesel Oil Producido (\$us/Bbl.)	400/36.5=11
Gastos de Operación con Transporte y Almacenaje \$us/Bbl.)	12
Compra de Gas Natural a \$US/MPC 1.00 (\$us/Bbl.)	13
Transporte de Gas Natural a \$US/MPC 0.41 (\$us/Bbl.)	6
<b>Saldo Neto (\$us/Bbl.)</b>	<b>-6</b>

¿Qué se hizo para incentivar la industrialización? → Bajar IEHD, es decir bajar impuestos.

Se advierte que el precio del barril de diesel, evidentemente es US\$ 62, es decir 7 veces más que el precio del gas natural como materia prima. Sin embargo, existe un impuesto a la venta de diesel, el IEHD, US\$ 20; el IVA 5; el Impuesto a las Transacciones, un dólar; los costos de capital, que resultan de dividir los costos de inversión sobre el total de la producción, US\$ 11; y los gastos de operación, transporte y almacenaje, US\$ 12/barril. También se debe comprar el gas natural y el supuesto es que el millar de pies cúbicos es un dólar, asimismo debemos pagar el transporte de gas natural, 41 centavos de US\$ por millar de pies cúbicos.

Este ejemplo refleja muy bien el flujo de caja que presentó la empresa, se observa que con las condiciones impositivas vigentes y de precios del gas natural, este proyecto no parecía rentable. Entonces, ¿qué se hizo? Fue elaborar y promulgar una ley y en ésta se establecía que el diesel oíl que proviniera del gas natural, pagaba un IEHD más bajo. Es por esta razón, que para este nuevo cálculo en lugar de 20, empleo 4 como el Impuesto Especial a la Venta de Diesel Oil (IEHD, US\$/barril) que es lo que efectivamente aconteció. El resultado es que la rentabilidad del negocio mejora, pero no mejoraba lo suficiente ya que solamente llegaba al 5.5 por ciento.

Por otra parte existe poco espacio para las economías de escala, los gastos de operación parecen no ofrecer más espacio para hacer más rentable el proyecto. Lo que quiero transmitir con este ejemplo, es que no estoy en contra de los proyectos de industrialización, no me parecen malos. Solamente quiero comentarles que algunos proyectos requieren fuertes incentivos fiscales. En consecuencia, habrá que evaluar la relación de beneficio y costo, para determinar si este proyecto de industrialización es socialmente beneficioso.

## **CONCLUSIONES**

- Los precios de un RNNR generan rentas que deben diferenciarse. Ésta son las rentas monopólicas, las ricardianas y las de la escasez. Las rentas monopólicas son bastante volátiles, pero las rentas de la escasez más bien son permanentes. Entonces, la forma cómo el Estado se apropia de estas rentas está en función a la naturaleza de las mismas.
- Los bajos precios del gas natural, ahora -no digo que esto vaya pasar en el futuro- generan que el tamaño de la torta del upstream sea pequeña, desde mi perspectiva.
- Lo que está planteado en el actual proyecto de Ley de Hidrocarburos es pasar de un sistema basado en impuestos ciegos e impuestos al beneficio, a un sistema basado en impuestos ciegos completamente. La idea del impuesto al beneficio se diluye con la creación del ICH y como vemos, este tipo de impuestos genera problemas, pero también tiene sus virtudes.
- Algunos proyectos de industrialización - no todos- exigen algunas exenciones impositivas y, a veces, precios del gas natural bajos. Si no exigieran estas condiciones, ya tuviéramos proyectos instalados.
- A diferencia de la minería, el tratamiento del sector petrolero es particular. Porque en la minería se puede crear los impuestos que vea conveniente, dado que el mercado objetivo es el mercado externo. Sin embargo, en el caso del sector hidrocarburífero, gran parte



**RONDA DE PREGUNTAS,  
RESPUESTAS Y COMENTARIOS**

**BLANCA**

## EN LA CIUDAD DE LA PAZ

**Pregunta:** *Existe un problema respecto a la diferencia entre la concepción del impuesto y el cobro del mismo. Se está de acuerdo en la concepción, de que se debe mantener la rentabilidad tanto privada como social en la explotación de un campo o yacimiento; pero, al considerar el tema de la incidencia en función de empresa, se establece que el ICH se pagará en función a la comercialización, independientemente de quien produzca, entonces es obvio que la tendencia natural será que “uno” sea el que produzca y “muchos” los que comercialicen, ocasionando que todo el mundo pague la tasa mínima sin alcanzar las tasas marginales superiores.*

**Además,** *el análisis debería ser en función del campo y en función del valor actual neto (VAN): la incidencia que tiene el impuesto sobre el VAN y sobre la tasa interna de retorno (TIR), de modo que se pueda establecer que tasas muy elevadas inviabilizan la explotación de pozos marginales. En cambio, tomando como sujeto del impuesto al que opera el campo y se añadiera la variable “tamaño y calidad” podríamos establecer tasas diferenciales del ICH en función de estas dos variables.*

*Mauricio Medinaceli (M.M.):* Lo importante es que el impuesto grava a la producción de cada campo, entonces por más que se fragmenten las empresas, el campo seguirá tributando lo mismo. Sin embargo, se debe reconocer que el problema está en la fragmentación de los campos, que ocasionaría una reducción de las alícuotas. Por este motivo se prevé que la legislación establezca claramente la delimitación de campos.

Evidentemente se analizaron los VAN y las tasas e retorno de los nuevos proyectos, en especial de la exportación a la Argentina y a México. Lo que acontece es que el SURTAX que era un impuesto altamente cuestionado, y en su momento nadie pensaba que se iba a pagar, nos ayudaría mucho en estos momentos si acudimos a un tribunal arbitral. Debido a que, dado que ya existía este impuesto, en los hechos iba a generar una presión del 45 ó 48 por ciento sobre las ventas en boca de pozo, de esta forma la rentabilidad no sería afectada severamente en los campos grandes. Para los campos chicos lo que se hizo fue que la tasa de 5 por ciento sea equivalente al IUE que pagarían bajo el actual régimen, entonces tampoco se les estaría afectando severamente, pero a los medianos sí.

**Pregunta:** *Debido al resultado del referéndum y el carácter vinculante que tiene éste y que debe ser obligatorio y de ejecución inmediata, nos encontramos ante un hecho, por tanto si bien la discusión sobre los aspectos teóricos de este problema, es importante, está fuera de lugar, debido a la inflexibilidad del gobierno. Entonces quizás lo que faltaría en esta exposición es, colocar al país frente a la posibilidad de exportar o no exportar su gas, ¿Las condiciones de la nueva ley ayudan al país a exportar o determinarían que el país sea competitivo frente a otros países que tienen posibilidades de exportar y que están tratando de llegar a los mismos mercados a los que Bolivia pretende llegar con su gas?*

*M.M.:* Habría que colocar al país en un contexto más claro, en términos de *government take*, y de rentabilidad de pozos y de acceso a mercados, sobre todo por que los costos de transporte son muy altos. Evidentemente las reservas en Bolivia son el 0.5 por ciento de las reservas mundiales, sin embargo en términos de reservas disponibles a nivel sudamericano, analizando solamente la costa del pacífico del continente americano, estamos

en una posición más o menos expectable. Se debe tener en cuenta que el mercado interno en Bolivia es proporcionalmente más pequeño que la cantidad de sus reservas.

**Pregunta: ¿Esta propuesta es una ley de hidrocarburos? Pareciera ser más bien una ley de impuestos que solo quiere recaudar más, y que pretende ampliar el government take, pero ¿el contexto que genera le permite a la industria desarrollarse o deja que el mercado funcione? Parece mas bien que está reemplazando ese contexto general que se quiso crear con la reforma de capitalización de atraer inversión y darle lógica al movimiento de una industria, con una ley que es simplemente recaudadora; y todo debido a que tenemos la necesidad de recaudar más para el TGN. Si bien hay otros elementos, como el tema institucional, de re-fundar YPFB, pero que no permiten tener un marco regulatorio completo que haga lucir a nuestro sector industrial atractivo para las inversiones. Medir el éxito de la ley diciendo que las empresas no se van a ir, es un parámetro mediocre por parte del gobierno, porque no importa que se queden si no van a hacer nada. El tema es: ¿Cuánta inversión traemos? Y que esa inversión nos de viabilidad para que tengamos riqueza en el futuro.**

**Además, desde la perspectiva de los modelos planteados, como el de la industria y las perspectivas del retorno y las realidades de pequeños y grandes productores, ciertamente todo el mundo está convencido que el gobierno debe tener un mejor government take. Pero debiéramos pensar qué somos en el contexto internacional, tenemos campos pequeños, Bolivia no es más que el 0.5 por ciento de las reservas mundiales; además tendríamos que preguntarnos dónde está el país en el ámbito de la productividad por campo, para tener un contexto de relacionamiento, ya que si queremos recaudar mucho, también deberíamos ser más productivos.**

M.M.: Comparto la idea de que el proyecto de ley de hidrocarburos “corto” está más concentrada en la parte de impuestos. Sin la intención de justificar esto, lo que pasó es que al momento de armar este sistema se presentaron restricciones muy fuertes, la primera restricción fue que el 50 por ciento tenía que ser real, entonces la idea era ir con una propuesta razonable del 50 por ciento, restricción que vino desde el referéndum. Lo que se trató de hacer fue, no romper la estabilidad de regalías y patentes de la actual Ley pero llegando al 50 por ciento. Sobre el resto de la Ley no me corresponde opinar por que no me tocó trabajar en extenso en esta parte.

**Pregunta: En la misma dirección de la intervención anterior, una buena interpretación de la ley sería más que una ley de hidrocarburos es una ley de impuestos, entonces si el objetivo es recaudar más, la pregunta es ¿cuánto más vamos a recaudar? Si los factores no se modificaran, según el ministro de hidrocarburos Torres, recaudaríamos US\$ 90 millones más el próximo año. Esta cifra comparada con el escenario de la actual Ley, en este momento en el que la depreciación ya a caído fuertemente y las empresas comenzarían a pagar cada vez más, daría como resultado que es muy probable que las recaudaciones hubieran sido mejores, iguales o muy poco menores. Entonces ¿por qué armar un conjunto de problemas para cambiar la Ley para ganar unos centavos más o talvez unos centavos menos o igual?**

**Por otro lado, en la ley propuesta hay algo difícil de entender, que se refiere a que, una vez que se paga el ICH como adelanto al impuesto a las utilidades (IUE), si lo que**

**se pagó es mayor al IUE entonces el saldo se acredita contra el ICH de la misma gestión. Sin embargo, el Art. 22 dice que, si al final de la gestión el monto pagado es mayor, entonces este crédito fiscal será utilizado únicamente para el pago del IUE de los años siguientes. Entonces, si ya se ha acreditado contra el ICH de la misma gestión, entonces la pregunta puntual es ¿de dónde sale este otro?**

M.M.: Las recaudaciones con el IUE hubieran sido menores o iguales a las que se esperan del ICH, pero la premisa sobre la que se partió fue que nadie cree que se vaya a pagar el IUE. Sin el ánimo de cuestionar al Servicio de Impuestos Nacionales ni atacar a ninguna empresa en particular, pero el gran cuestionamiento que se tuvo el año pasado fue que las empresas nunca pagarían el IUE, de esta forma lo que se trató de hacer es que este ICH sea razonablemente equivalente al IUE y Surtax que hubieran pagado. Entonces lo que se está logrando es adelantar el IUE, asegurarlo.

Respecto al tema puntual de la ley, lo que se acredita contra el pago del ICH son los anticipos del IUE, y luego el ICH recién pagado se acredita contra el IUE atribuible a hidrocarburos nuevos. Entonces no hay una doble acreditación, hay un juego de palabras, pero el ICH mayor al IUE se lo lleva hacia adelante por que, cuando las empresas en sus casas matrices dicen que un impuesto en un país se le ha incrementado, lo primero que acontece es que la cotización en la Bolsa de Valores con los títulos de esa empresa disminuye, por más que sea el impacto de 0.01 por ciento. Sin embargo, permitir este carry forward, en el largo plazo, el efecto de este impuesto debería ser inocuo (el valor patrimonial de la empresa no debería disminuir). Todo esto es porque se quiere que por lo menos una parte del ICH sirva como tax credit en Inglaterra y en España.

**Pregunta: Si bien es importante la innovación en el análisis del tema la introducción del análisis por campo y el utilizar el concepto de la regla de Hotelling en la determinación de lo que se llama la regalía óptima, en la equidad intergeneracional (que es una consecuencia de lo anterior), y que también se puede transformar en el cálculo de un government take óptimo en el tiempo, siempre considerando el largo plazo intergeneracional. Sin embargo, dada la importancia de la introducción especialmente del concepto de Hotelling, es que dado que se puede calcular un government take óptimo por campo, ¿cuál es ese nivel que se ha calculado?. Normalmente se utiliza el óptimo como una referencia, pero lo importante es saber cuán lejos de esa referencia estamos, cuán lejos estábamos con la anterior Ley para justificar la actual, o si con las presiones actuales hemos decidido pasarnos de ese óptimo.**

M.M.: La literatura económica menciona que existe una menor distorsión cuando una regalía sobre la producción está en función al precio internacional. Esto es lo que se trató de realizar, no se ha calculado el government take óptimo pero se ha tratado de distorsionar lo menos posible al introducir la regalía o las alícuotas en función del precio internacional del crudo. De esta forma, cuando el precio internacional se incrementa, la alícuota también se incrementa y viceversa.

En el gas natural no se pudo introducir una alícuota en función al precio, por que no existe un precio de referencia en el gas internacional y, en cambio, podría peligrosamente condicionar la negociación de futuros contratos.

**Pregunta: Respecto al uso de los recursos, en la ley hay dos partes donde se habla de esto, el 51 por ciento de los recursos todavía está por definirse, si van a ir asignados a educación y salud, pero lo que me interesaría saber es ¿cuál sería el óptimo del gobierno, si se pudiera dejar de lado todas las restricciones políticas, cuál sería la distribución ideal de estos recursos?**

M.M.: Hubieron bastantes restricciones al momento de asignar estos porcentajes. Sin embargo, debo mencionarles el ejemplo de un país –no recuerdo el nombre-, donde el 90 por ciento de los ingresos Fiscales se originaban en el petróleo. Lo lamentable es que sus reservas alcanzan sólo para los próximos cuatro años, entonces ese país está por entrar en quiebra, debido a que experimenta una enfermedad holandesa genuina.

Por tanto los ingresos tanto de la venta de gas natural como de los líquidos deberían destinarse a una inversión que no necesite alimentarse constantemente; por ejemplo, sería malo ligar los precios del petróleo a los gastos en salud, debido a que niños vamos a tener siempre, en cambio gas, petróleo y precios altos no. Desde mi perspectiva, la asignación de estos gastos tiene un riesgo fiscal muy importante.

**Pregunta: Se argumenta que el negocio del gas es de largo plazo, que necesita de contratos ¿es un negocio con precio fijo?, y ¿qué dicen los expertos del gas, el precio va subir, cómo se ve el precio de aquí a diez años?**

M.M.: El precio de gas al Brasil está en función a una canasta de fuel, la cual a su vez tiene una correlación con el WTI. Cuando el precio internacional sube, el precio de venta de gas al Brasil también sube; lo que pocos esperaban cuando se negoció este contrato, es que el precio de los fuel subieran tanto. Como también hay los contratos que actualmente existen con el Brasil, que son precios fijos por un determinado periodo de tiempo. Lo que se hace generalmente es fijar el precio en función al mercado de destino, entonces pueden estar en función al energético alternativo que tengan esos mercados. La naturaleza del mercado de destino hace o condiciona la fijación del precio en el contrato.

En cuanto a cómo se deberían fijar los precios, los expertos sostienen que se deben fijar en el mercado de destino y ser competitivos con el net back. Aprovecho esto para decir que los negocios del gas que tiene Bolivia no tienen la rentabilidad en la exportación del gas en si misma, sino en la exportación de los líquidos. Por ejemplo, de la exportación a México, el 60 por ciento de los ingresos brutos se originaban en la venta del condensado, que es el petróleo asociado al gas natural. Entonces es la venta de líquidos el verdadero negocio debido a que se los puede vender en un mercado spot y a precios mucho más altos. El gas natural, lo único que permite es obtener estos líquidos y no quemar el gas natural.

En cuanto a la opinión de los expertos sobre el precio del gas al futuro, varios afirman que aumentarán, pese a que la oferta mundial es amplia; sin embargo, los costos de comercialización son elevados.

**Pregunta: En el cuadro del government take, ¿se mostraba la posición competitiva de Bolivia en relación al resto de los países con la ley vigente y se anticipa una caída de competitividad con la nueva ley?, o sea, ¿cuál es el impacto sobre la competitividad que se espera pueda tener esta ley?**

*M.M.:* Los teóricos del *government take* que estudian la forma de gravar con impuestos al sector petrolero, sostienen que la regalía debería estar en función a la probabilidad de descubrimiento exitoso en un país. Esa es la regalía óptima, de tal forma que si la probabilidad es alta como en Venezuela, entonces el *government take* debería ser alto o viceversa. En el cuadro se muestra el *government take* en Bolivia estaría en el rango entre el 50 y el 60 por ciento, y ahora con la nueva Ley va a desplazarse en la dirección de Venezuela. Sin embargo, esto no es una caída de competitividad, solamente es un incremento del *government take*, puesto que la evaluación completa debería ser: dado que Bolivia pasa de un nivel a otro de *government take*, ¿cuál es su situación futura en términos de gas? Si perforamos un pozo en una región no explorada, ¿cuál es la probabilidad de encontrar gas? Si es alta entonces la competitividad se mantendría estable, si es baja entonces nos hemos restado competitividad.

***Pregunta: En términos genéricos podríamos asumir que si son RNNR, la renta de la escasez debería ser cada vez mayor, por otro lado también mencionaste que, estos recursos naturales son un stock y que por lo tanto el desgaste de éste debería ser sustituido por algo equivalente. En ese sentido, si bien una anterior intervención calificaba al actual proyecto de ley como simplemente impositivo, personalmente estoy de acuerdo, con esta orientación, las empresas están buscando dos elementos: rentabilidad, debido a que hasta el momento en que se agoten los yacimientos, después por muy buen trato o mal trato que se les brinde se irán, entonces creo que en términos genéricos, toda la actividad petrolera deja en términos de empleo, en términos de divisas muy pocos márgenes directos en beneficio de la población; por lo tanto, generar elementos redistributivos a través de la mayor captación de recursos por parte del Estado me parece saludable, siempre y cuando no se estrangule a las empresas bajándoles la rentabilidad. Por otro lado, ¿cuál es la rentabilidad de los campos viejos y de los nuevos?***

*M.M.:* Comparto la idea de invertir en carreteras e infraestructura que son gastos que realizan de una sola vez y que pueden auto-alimentarse y auto-financiarse; posteriormente sin embargo, preocupa que lleguemos a depender del gas natural y del petróleo y que, en consecuencia, podamos entrar en crisis, cuando los precios bajen o cuando las reservas se agoten.

En cuanto a la rentabilidad de campos nuevos y viejos, se ha podido ver que los campos viejos ya tenían un nivel de inversión acumulado con YPF, por tanto su rentabilidad todavía es razonable por que las empresas no han tenido que invertir en explorar en esos campos; sin embargo, la rentabilidad de los nuevos campos depende de varios factores: entre los cuales debe tomarse en cuenta la existencia de mercados y la producción futura. Si los campos produjeran a su capacidad, entonces su rentabilidad sería alta; pero si la producción se mantiene con los mercados que ahora existen, entonces su rentabilidad es muy baja. Por otra parte, las empresas consideran que han sobre-invertido en este país, que el acceso o la apertura de mercados es muy difícil. En síntesis la rentabilidad del sector no es alta, debido a que no hay mercados más allá del Brasil.

***Pregunta: Referente al cuadro del government take, ¿se ha considerado el VPN para calcular el government take óptimo, los precios futuros del petróleo y del gas?. La experiencia nos muestra que estos son mercados volátiles y existe mucha incertidumbre en el análisis de estas variables, ¿cómo se incorporan estos aspectos en el análisis?***

*M.M.:* Con esta pregunta quiero mencionar que si con la nueva ley logramos que el government take no varíe notablemente respecto a lo que ya tienen invertido, estaríamos en un nivel razonable. Para las proyecciones se utilizó el precio de US\$ 25/barril a futuro, el problema principal fue acercarnos lo más posible a la actual Ley de Hidrocarburos. Pero fijar el precio ciertamente condiciona la rentabilidad y puede ser motivo de un tribunal internacional, por que las empresas hacen sus proyecciones con US\$ 18/barril, nosotros con US\$ 25/barril y organismos internacionales lo hacen con US\$ 21/barril actualmente.

***Pregunta: La propuesta de ley en la parte tributaria determina que el ICH se pague en función al volumen de producción; por lo tanto, no está sujeto a un proceso incierto en el cual, existe un prejuicio respecto a la transparencia de las empresas. En definitiva estamos en un escenario en el cual las empresas van a pagar más o menos lo mismo que hubieran pagado de no haberse producido ninguna modificación. Cuando se afirma que nos estamos moviendo de un escenario de government take que era relativamente bajo a un escenario más alto, en realidad tendríamos que analizar esta situación mediante el VPN. Parecería por los comentarios ya vertidos que no existe beneficio ni siquiera en valor presente, sino que estamos en una misma posición de government take.***

*M.M.:* La respuesta a la contradicción entre *government take* y su equivalencia es completamente pertinente. Lo que se muestra en el gráfico, y disculpen que recién lo aclare, es el government take incremental sobre nuevos proyectos. El government take promedio sobre los campos actuales pequeños y medianos, hemos tratado de mantenerlo en este umbral, pero para megaproyectos hemos tratado de ir más allá de lo que dice la actual Ley, es decir, para megaproyectos lo que la actual Ley llegaba era a 45 por ciento ahora estaríamos llegando al 54 por ciento. Los *government take* incrementales son los que interesan por que son los nuevos proyectos de inversión.

## EN LA CIUDAD DE SANTA CRUZ

***Pregunta: La pregunta tiene que ver con el cuadro del cálculo de los US\$ 1.7 como costo del capital. ¿Por qué no se toma en cuenta el costo financiero de la inversión?. Existen US\$ 3.000 millones que tienen un costo financiero. En ese sentido, me parece que el costo de capital estimado es muy bajo.***

*M.M.:* La construcción de los modelos para calcular este impuesto, asume la perspectiva del organismo financiador, es decir, se toma en cuenta la relación deuda-patrimonio que asumimos es cero, para que no exista ningún efecto apalancamiento. Ahora, usted tiene razón. Si uno introduce el costo financiero, probablemente estos US\$ 1.7 puedan subir. Sin embargo, se comprobó que utilizando una tasa de descuento muy parecida a la tasa de interés de un préstamo, entonces el costo financiero puro debería ser, en valor presente, cero. Porque justamente estamos descontando la misma tasa de interés que nos estamos prestando.

Sin embargo, esto no necesariamente es así. Comparto que los costos de capital podrían ser mayores si uno introduce los costos financieros, comparto plenamente.

Considerando el diseño de un modelo el efecto financiero, es decir, el apalancamiento que se obtenga, en el momento de crear un sistema impositivo, se estaría colocando en un

escenario optimista, con una información de la cual uno no está seguro. Es decir, no sabemos las estructuras de deuda patrimonio de las actuales empresas petroleras. De esta forma, asumimos que la relación deuda-patrimonio es cero, situándonos en el escenario más pesimista.

**Comentario:** *A continuación quisiera expresar algunas ideas que considero constituyen el tema central sobre el que tenemos que reflexionar.*

**El expositor mencionó que la disminución de ingresos de la nueva ley y de la antigua ley es del orden del 8 al 10 por ciento. Si nosotros tomamos en cuenta el 8 al 10 por ciento sobre los actuales US\$ 600 millones que exportamos, tendríamos una disminución de ingresos del Estado entre US\$ 50 y 60 millones.**

**Siendo muy optimista y suponiendo que Argentina compre 20 millones de pies cúbicos de gas, que supongamos sea a un precio promedio menor a un dólar. Asimismo, suponiendo que al aumentar las regalías a Petrobras, esta empresa demande una disminución de precios, entonces se ha armado un zafarrancho por US\$ 100 millones adicionales, que es menor a la recaudación del ITF. Me pregunto si es responsable que sigamos discutiendo el tema de hidrocarburos, sostengo que es una discusión falsa y que además ha causado daños. Pienso que esos US\$ 100 millones de ingreso fiscal los hemos perdido solamente con la pérdida tributaria de las posibles inversiones que se ahuyentaron en el pasado año.**

**M.M.:** Déjenme comentarles la historia de un país de la ex Unión Soviética. Un colega me comentaba que en ese país, el 90 por ciento de sus ingresos y el 90 por ciento del PIB, aproximadamente, se origina en el petróleo, ¿y saben cuál es su problema?”. Que las reservas le alcanzan solamente para los próximos cuatro años. El resultado es un país en shock, en crisis, porque el gobierno otorga todas las facilidades para invertir y nadie quiere invertir y las reservas se le agotan.

Rescato su opinión en el sentido de que el sector petrolero con sus impuestos es una parte de la discusión, no sé si grande o pequeña, pero es una parte. Hay otros problemas, de pronto, más importantes que se debieran discutir, creo que en esa línea va la Fundación Milenio, debido a que es bueno comenzar la reflexión con el tema de actualidad para atraer la atención y después entrar a otros temas. Pero mientras se discuta sobre impuestos espero tener trabajo todavía.

**Pregunta:** *Si nosotros vemos temporalmente el problema, lo óptimo para Bolivia es exportar, porque significa generar ingresos. Ese es un punto que quisiera plantearlo como discusión. La Ley de Hidrocarburos, debería tener un alcance para el presente, el mediano y largo plazo.*

**Otro tema que es importante es la asignación de los recursos. En el proyecto de ley se determina, por ejemplo, un porcentaje del 3 por ciento a las Fuerzas Armadas. Los US\$ 100 millones ya están distribuidos y prácticamente se destinaría muy poco a educación y a infraestructura vial. Estos sectores no aparecen en el proyecto de ley. En ese sentido, la recomendación que hace el experto de priorizar la inversión en educación e infraestructura me parece adecuada.**

*M.M.:* Respecto a la industrialización. Evidentemente es necesaria una política de industrialización a mediano plazo. Es importante destacar que para algunos proyectos es importante analizar los beneficios y los costos asociados; no solamente tomar en cuenta el incremento del precio, sino, reitero, los costos inherentes al proyecto.

Respecto a los volúmenes, ¿cuál era la percepción general el año pasado o en los anteriores años con el surtax? Que sí se concretaba un proyecto como el de México, o el de Estados Unidos, era irreal que el surtax se aplique, porque las empresas podían hacer un manejo arbitrario de sus costos.

El ICH al ser un impuesto ciego, de concretarse uno de los proyectos nombrados, se activará. Esa es la diferencia con el surtax.

Ahora, ¿qué pasa si las empresas no tienen incentivos para aumentar la producción? - nunca se llega al 50 ó 60 por ciento-. Se han realizado varios análisis para determinar el impacto de ese impuesto sobre la rentabilidad marginal del sector y se ha examinado cuidadosamente la forma de no desincentivar un posible proyecto como el de México. Es decir, no se desea que la aplicación del ICH, ocasione una caída en la rentabilidad a niveles inferiores del 15 ó 20 por ciento.

***Comentario: Las modificaciones a la Ley de Hidrocarburos, deben considerar la seguridad de las inversiones y el desarrollo del sector. Los proyectos de ley que se han hecho, tuvieron giros sustanciales principalmente en las partes impositiva y normativa. Parecería que se está probando.***

***Las empresas petroleras han hecho conocer públicamente su posición y sus observaciones se orientan al tema de seguridad jurídica. Una actividad, como la petrolera, debe ofrecer la mayor seguridad al inversionista debido a las altas inversiones que se necesitan. Pareciera que las empresas petroleras están haciendo notar las incongruencias que podría tener esta modelación tributaria.***

*M.M.:* Primero. La Ley del Referéndum, evidentemente es pequeña, sin embargo, los artículos que contemplan el ICH son más del 50 por ciento de la ley. De esta forma el ICH está bien definido y bien explicado en el proyecto de ley.

Segundo, YPFB obtiene la información del volumen de producción por campo y por mes. Este volumen de producción es posible contrastar con las tablas del ICH que se publicaron. De esta forma, invito a su persona para que pueda hacer el cálculo correspondiente y vea que bajo determinados niveles de producción, de hecho los actuales, el nivel de tributación oscilaría en el 40 por ciento.

No puedo opinar en representación de las empresas, porque no me corresponde. Lo único que puedo afirmar es que las tablas se han publicado y que la información de YPFB está disponible. Cualquiera puede obtener el porcentaje de tributación correspondiente y emitir el juicio de valor pertinente. Sin embargo, la diferencia con la anterior ley es que se gravaba 50 por ciento a todos. Ahora se hace una discriminación por campo.

Sé que el proyecto a México puede ser ya una quimera, pero en algún momento pudo ser

real. En ese momento se pensaba que del campo Margarita podían obtenerse 40.000 barriles por día. Si uno introduce ese número dentro de las tablas, identificará el porcentaje como impuesto ciego que pagaría ese campo.

No quiero decir, si este impuesto es alto o bajo. Es el resultado de los modelos empleados para equilibrar dos posiciones antagónicas: no ahuyentar las inversiones y aumentar los impuestos, o asegurar el pago de impuestos. Le aseguro que encontrar ese equilibrio ha sido difícil, pero se han hecho los cálculos numéricos, que se pudieron hacer, para lograr ese equilibrio, y ese es el resultado, el del último proyecto de ley.

***Pregunta: Yo no creo que el gas solucione todos los problemas al país, pero tampoco es la “comida del loro”. El nivel de reservas, 57 ó 60 TCF’s si se monetizan en el futuro, representan US\$ 60 ó 70 mil millones; más el petróleo asociado, podríamos superar, quizá en los próximos 20 ó 25 años, los US\$ 110 a 120 mil millones. De manera que es importante. Ahora, por los bajos niveles de exportación se estiman cifras modestas en términos de contribución al Estado, pero creo que en un futuro inmediato, con perspectivas de exportación a países vecinos -sin considerar los proyectos de México y Estados Unidos- podemos alcanzar volúmenes interesantes.***

***Por ello la pertinacia del tema que trae el licenciado Medinaceli y el interés que debemos tener en términos de apropiación del excedente. Sin embargo, preocupa tanto la posición del señor Medinaceli como de otros personajes, en presentar criterios, o cifras, en función al escenario o a los oyentes. Creo que se debe ser objetivos y mostrar los costos y la información real y no afirmar que traigo este dato porque muchas veces los escenarios son heterogéneos.***

***Creo que se puede discutir los costos de capital de las empresas. Los considero altos, porque están con ingresos exageradamente conservadores. Diríamos que consideran ingresos históricos y no las perspectivas futuras que podemos tener -reitero solamente pensando- en exportación a Chile vía Argentina, porque ocurrirá. Reitero, preocupa la afirmación que la nueva ley es una ley puente con relación a la ley definitiva que recién comenzará a elaborarse. Se afirma que el actual proyecto de ley no es la Ley de Hidrocarburos, sino es la Ley de Cumplimiento del Referéndum. Una ley corta, una ley puente, una ley urgente, que va estar acompañada en la parte reglamentaria, de 20 decretos. Pero inmediatamente -y ahí va tener bastante trabajo el licenciado Medinaceli- se va empezar a elaborar la ley definitiva de hidrocarburos.***

***Finalmente, ¿cuánto vamos a demorar en la elaboración de esa ley? Un año, dos tres. Ahí está el elemento de incertidumbre peligroso para el nivel de inversiones que necesitamos de manera inmediata. Por estas razones le consulto al licenciado Medinaceli, si en lugar de estos cambios tan dramáticos, no se puede pensar en un modelo mucho más sencillo, transparente y fácil de controlar.***

M.M.: Quisiera aclarar que al afirmar que asisto a grupos heterogéneos, no es que haga una presentación ad-hoc a los mismos. Lo único que hago es que las ideas que yo transmito sean lo más sencillas posibles, no puedo molestar a algunos ingenieros petroleros que conocen muy bien el sector, al presentar un gráfico muy sencillo del sector. Solamente me refería a esa situación. No estoy manipulando las cifras ni los datos en función del grupo frente al que expongo.

Ahora, ¿cuál ha sido el problema de un sistema más sencillo de impuestos? Primero, que la naturaleza de los campos en Bolivia es distinta a la de otros países; luego que se tiene un sistema de hidrocarburos nuevos y existentes que se decidió mantenerlos; y que los impuestos ciegos en el mundo más bien son los menos y lo que se intenta gravar es con impuestos al beneficio.

Comparto con ustedes de poner un impuesto flat sobre todos los hidrocarburos. Pero eso origina otro tipo de problemas. Si bien es sencillo en su aplicación, genera otro tipo de problemas desde el punto de vista de política energética y, sobre todo, de acreditación fiscal al exterior en Europa y Estados Unidos.

Asimismo, el capturar rentas monopólicas hizo que tengamos que poner la alícuota en función al precio y el capturar las rentas ricardianas determinó poner la alícuota en función a la producción.

Explicaré por qué. Un impuesto correcto debería gravar la productividad del campo. Sin embargo, eso es mucho más difícil de controlar, porque eso implica ver los costos de producción de cada campo, que justamente es lo que está en tela de juicio. Una aproximación inexacta de la productividad del campo, es el volumen de producción del mismo. Por esa razón, la alícuota grava más a volúmenes mayores, porque asume que vienen de campos que son productivamente más interesantes que otros pequeños.

No ha sido un capricho -le aseguro- de la gente que ha elaborado este impuesto, el hacerlo complejo para que no se cobre en el futuro. Es más, quisiéramos que se cobre en su correcta dimensión. Pero que se cobre considerando las restricciones que tuvimos al momento de elaborarla.

***Pregunta: Hay dos elementos centrales. Uno, vemos que el negocio no está en el gas, que representa el 25 por ciento, sino en la producción de petróleo que representa el 75 por ciento, pero el volumen hace que tenga un mayor interés. Ese es un elemento central que se debe tomar en cuenta. Las empresas están interesadas en la utilidad que produce el petróleo.***

***El segundo factor es que el Estado, tiene un gran déficit fiscal que quiere financiarlo con el petróleo.***

***Creo que van a pasar dos años para que recién podamos establecer algunos criterios, porque existe una gran incertidumbre, sobre todo, en las empresas petroleras. Se ha perdido más de US\$ 500 millones el último año de inversión que ya estaba prácticamente hecha y no hay nada. No podríamos haber obtenido mucho más renta con relación a la inversión actual. Entonces, la pregunta del millón está en que si realmente este tipo de ley innovativa -tiene sus criterios interesantes sin duda- será la solución, si será aceptada.***

*M.M.:* Comparto con usted la idea de que el negocio del sector petrolero está en los líquidos. Ciertamente los líquidos son los que subsidian, en algunos momentos, la producción de gas natural, dado que los líquidos asociados, el condensado -sobre todo- es altamente rentable. Sin embargo, no hay que perder de vista que si sale un gran proyecto de gas natural, van a tener líquidos asociados importantes. Entonces, la relación 25-75 por ciento

es más equilibrada, probablemente. Quiero aprovechar su pregunta para mencionar algo que seguramente muchos de ustedes conocen, que Bolivia no es un país autoabastecido en líquidos, porque importamos diesel oil (casi el 50 por ciento). Esa es la razón por la cual encontrar mercados de gas natural es una necesidad, ya ni siquiera es un deseo en el mediano plazo. No tanto por el deseo de vender el gas, sino por los líquidos asociados, caso contrario o se reinyecta el gas, que necesita una inversión, o se lo quema, que sería una locura. Entonces, la búsqueda de mercados de gas natural es importante por los líquidos que necesita el mercado interno.

Comparto con usted que de ninguna manera el sector petrolero va ayudar a solucionar el déficit fiscal en Bolivia. Estaría loco si yo dijera algo de esta naturaleza, basta con ver los números. Lo único que puede hacer es ayudar a que disminuya el mismo. Sin embargo, el déficit fiscal me parece un problema más estructural que hay que solucionarlo integralmente.

¿Si esta ley la aceptarán las empresas petroleras? La verdad que no sé. Inclusive el tamaño de las empresas petroleras hace que su opinión no sea unánime y los objetivos que buscan las mismas son a veces distintos. Entonces, lo único que podría reflexionar al respecto es que analicemos empresa por empresa y veamos cuál es su objetivo y su permanencia en Bolivia.

Es lo mejor atraer inversiones y luego crear un impuesto. Sin embargo, hay personas que consideran que esa fue la política, este es un típico problema de inconsistencia temporal. Las atrajimos desde el 96 hasta el 99 y una vez que descubrieron las reservas, les creamos el impuesto.

***Comentario: Agradezco el análisis de Medinaceli, de un tema complejo. Creo que los políticos los abordan no seriamente y coincido que hay una dosis de demagogia muy alarmante en el país en torno a este tema.***

***Volviendo al asunto de los RNNR, veo que inclusive el artículo tercero del nuevo proyecto que ha presentado el Poder Ejecutivo, enfatiza el tema del recurso estratégico. Y en estos momentos habría que pensar más bien que los recursos naturales no renovables son nomás un commodity que se debe emplear lo más pronto posible, porque el cambio tecnológico se viene encima de una forma avasalladora. Podemos recordar también el salitre, motivo de la guerra del Pacífico. A poco tiempo los alemanes inventaron el salitre sintético y ya no se utilizó el salitre y así sucesivamente. No sabemos qué va pasar en el futuro, el cambio tecnológico es sumamente dinámico. En ese sentido soy partidario de que los RNNR deben explotarse lo más pronto posible, y no dejárselo para los nietos.***

*M.M.:* Comparto con usted la idea de explotar el recurso lo más rápido posible, porque ante la incertidumbre que pueda pasar en el futuro, es la mejor opción en el presente. Sin embargo, el precio que uno debe recibir al menos debería cubrir los costos marginales de producción, que es lo que la teoría económica sostiene.

Le comento esto por un ejercicio numérico que me tocó hacer, donde los costos de perforación, los costos de instalación de plantas en superficie no justificaban el precio del gas natural al cual se iba vender el mismo. De esta forma, no soy partidario de guardar el

gas en la expectativa de precios mejores. Si es posible vender a un precio razonable ahora, hay que hacerlo.

Pero no solamente por una necesidad de un beneficio de este gas sino, como afirmé anteriormente, la necesidad de líquidos del mercado interno hacen que debamos buscar mercados para el gas natural rápidamente. Caso contrario, la deficiencia de líquidos en el futuro puede acrecentarse y peor aún, podemos llegar a una situación surrealista, en la cual por la necesidad de líquidos, debamos quemar el gas.

**Comentario:** *El tema de hidrocarburos es muy importante. Sin embargo, lo estamos mirando solamente pensando en los US\$ 100 millones, pero solamente el proyecto de LNG si se hubiera concretado, con el contrato de Sempra se habrían exportado 7 TCFs por 20 años, de los 54 TCF, y la generación de los ingresos fiscales con la ley anterior, alcanzaban a US\$ 300 millones anuales. Entonces era un government take del 32 ó 33 por ciento.*

*Creo de que aquí se debe establecer un lineamiento para, de una vez, tener seguridad jurídica y que se hagan las inversiones. El GTL va funcionar, es una realidad en otros países; la petroquímica en el 2009, tiene que haber una petroquímica, pero es el momento, son inversiones que se hacen cada cierto tiempo porque se invierte en grande, que toman una cierta cantidad de mercado y el próximo que se tiene que hacer va demorar otros 7 u 8 años para volver a necesitar esa inversión en una planta de petroquímica.*

*También hay proyectos de exportación de energía eléctrica que pueden concretarse, si se firma un tratado bilateral con Brasil. Me parece que el potencial del sector hidrocarburos es muy grande. El problema es que no hemos manejado el sector adecuadamente, por problemas políticos.*

*Por poner como ejemplo a Trinidad y Tobago. Este país empezó hace cinco o seis años, ahora tiene ocho trenes, tiene una planta de etanol, otra de reducción de aluminio, exporta gas y ha aumentado el estándar de vida de su gente. Ahora ¿qué hizo Trinidad y Tobago? Otorgó 10 años de exenciones tributarias a los inversionistas y después de ese tiempo comienza a cobrar impuestos en los proyectos iniciales, que fueron en dos primeros trenes. En los otros ocho trenes que se están construyendo ya todos pagan regalías, etc. Si es tan estratégico el gas, debería haber un Consejo Nacional de Hidrocarburos con gente que conozca del área, para desarrollar una política de hidrocarburos como lo hizo Holanda después de los problemas que generó la “enfermedad holandesa”.*

**Comentario:** *Después del baldazo de agua fría que recibimos con la primera intervención de la ronda de comentarios, algunos quizá nos hemos preguntado qué hacemos aquí, participando en un “falso debate”. Afortunadamente, las intervenciones posteriores han sugerido que, por diversos motivos, vale la pena discutir las bases tributarias de una nueva ley de hidrocarburos.*

En la exposición del licenciado Medinaceli, que me pareció brillante, el énfasis está puesto en la teoría microeconómica y, particularmente, en el modelo de Hotelling, pero considero que el análisis debe ser complementado con un enfoque de economía

*política y con elementos del neoinstitucionalismo económico. Creo que así se entenderá mejor el embrollo en el que estamos y se podrán encontrar soluciones alternativas que sean política y socialmente viables.*

*Se ha dicho aquí que no tenemos que ver el sector hidrocarburífero como un sector estratégico. Yo no estoy de acuerdo con eso. El sector hidrocarburífero ha sido y seguirá siendo estratégico para el país como proveedor de productos energéticos, como generador de rentas para el Estado, como proveedor de divisas para financiar importaciones y como garantía de empréstitos externos. Estoy de acuerdo en que verlo como un sector estratégico de manera demagógica es contraproducente, pero que es estratégico, es, y así lo entiende la gente desde la amarga experiencia del Chaco con la Standard Oil.*

*¿Qué es lo que la gente reclama? Demanda una participación substancialmente mayor del Estado en el excedente generado por el sector hidrocarburífero y la utilización de esos recursos en programas sociales y proyectos de desarrollo. La gente quiere mayor transparencia y equidad en la negociación de los hidrocarburos. Se quiere impedir que se celebren contratos a largo plazo en condiciones desfavorables para la nación. La semana pasada, Alan Greenspan vaticinó que la próxima gran subida de los precios de los energéticos será la subida del gas. De modo que es posible que el Estado pueda negociar mejores precios de venta. Estoy de acuerdo con el licenciado Arcaya cuando sostiene que el progreso tecnológico puede producir sustitutos eficientes para los hidrocarburos, que provoquen una drástica caída de precios. Sabemos que el progreso tecnológico desmintió las predicciones pesimistas de Malthus, pero el caso de los hidrocarburos puede ser una excepción en los próximos cincuenta o cien años. ¿Quién lo sabe?*

*El enfoque de la economía política también nos ayuda a entender cómo se produce la presión para cambiar las reglas del juego. La precariedad de la base financiera del Estado, tensionada por las demandas sociales insatisfechas y la crisis económica, sumada a las viejas sospechas populares con relación al capital extranjero, que asume el control de sectores estratégicos, hace que se produzca un creciente descontento social que desemboca en una redefinición de las reglas del juego y en una mayor injerencia del Estado en la economía. Hemos visto dos nacionalizaciones del petróleo en el siglo XX; esa posibilidad está en la memoria colectiva, es por eso que se deben redoblar esfuerzos para explicarle a la gente que esa no es la mejor opción que tenemos.*

*Sostengo que el enfoque de la economía política tiene que estar presente en nuestras reflexiones es lo que nos acaba de mostrar Medinaceli. En realidad, lo que nos está diciendo -no sé si me equivoco- es que, en teoría, la renta hidrocarburífera establecida en la ley promulgada por el presidente Sánchez de Lozada tendería a converger con el tiempo con la renta establecida en la propuesta del presidente Carlos Mesa. Si eso es así, quizá el gobierno de Sánchez de Lozada no negoció una ley lesiva a los intereses de la nación y el problema fue, más bien, que el Estado no tuvo la capacidad de hacerla cumplir. Y eso tiene que ver con altos costos de transacción. Y con la incapacidad del Estado de hacer cumplir la ley.*

## ASISTENTES AL COLOQUIO EN LAS CIUDADES DE LA PAZ Y SANTA CRUZ

### LA PAZ

Guillermo Alborta  
Javier Aguilar  
Luis Alberto Arce  
Gover Barja  
Juan Brun  
Hugo Dorado  
Ruben Ferrufino  
Marcelo D. Fernández  
Javier Ibiert  
Luis C. Jemio  
Juana Jiménez  
Rolando Jordan  
Roberto Laserna  
Jorge Leiton  
Alejandro F. Mercado  
Marcelo Mercado  
Armando Mendez  
Carlos Mollinedo  
Marcelo Montenegro  
Hernán Paredes  
Javier Pantoja  
Rodney Pereira  
Susana Ruiz  
Juan C. Soruco  
Freddy Valverde  
Julio C. Velasco Vaca

### SANTA CRUZ

Rosendo Arelaya  
Carlos De Chazal  
Marco A. del Rio  
Javier Escobar  
Jorge Estenssoro  
Tomislav Kuljis  
Alfonso Kreidler  
Carlos E. Kempff  
Waldo Lopez  
Juan Pablo Martinez  
Federico Paz  
Eduardo Paz  
Gustavo Prado  
Ismael Serrate  
Javier Suárez  
David Suárez  
Agustin Saavedra

