

27 de noviembre de 2015

El "incentivo" para incrementar la producción de petróleo en Bolivia

N° 301

Para analizar el funcionamiento de este mecanismo de incentivo establecido en el proyecto de Ley que actualmente se discute en la Asamblea, primero es necesario establecer el marco general de análisis. El gráfico 1 presenta, de forma general, cómo se divide la "torta" de los hidrocarburos en las actividades de exploración y explotación. Un 18 por ciento se destina al departamento productor y Tesoro General de la Nación (TGN); el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) del 32 por ciento se coparticipa a las Gobernaciones, Municipios, Universidades, TGN, Fondo Indígena, etc.; un X por ciento resultado del llamado proceso de "Nacionalización" se destina a YPFB y un Y por ciento sirve para que el operador privado cubra sus costos y obtenga la correspondiente utilidad.



FUENTE: elaboración propia.

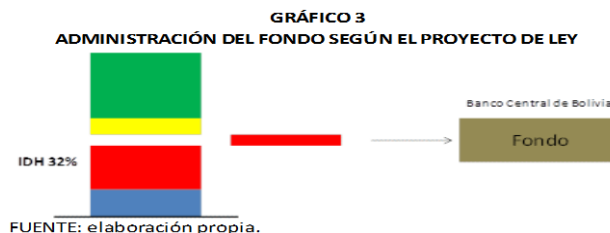
En este contexto, el proyecto de Ley plantea la creación de un Fondo (cuyo acrónimo es FPIEEH) que permita, en el futuro, financiar un incentivo a la producción adicional de petróleo y condensado. En concreto este Fondo se alimenta con el 12 por ciento de los recursos del IDH a partir de enero del año 2016, es decir en un par de meses (ver gráfico 2).



FUENTE: elaboración propia.

Si nuestra lectura del artículo 12 es correcta, entonces todas las instituciones que reciben recursos por concepto del IDH deberán ceder el 12 por ciento de dichos recursos al Fondo en cuestión. Ahora bien, ¿quién administra el Fondo?, ¿cuál es el monto de estos recursos? De acuerdo al artículo 13, los recursos del Fondo quedarán en custodia del Banco Central de Bolivia (BCB) bajo los lineamientos que tienen las reservas internacionales (ver gráfico 3). Por

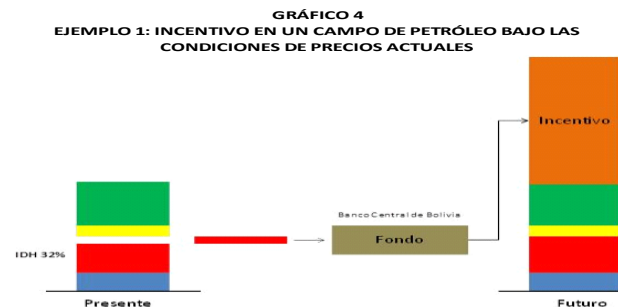
otra parte, si el precio internacional del petróleo el año 2016 se encuentra entre 50 y 60 US\$/Barril, los recursos del Fondo podrían situarse entre US\$ 170 y 200 millones; que acumulado hasta el año 2019, podrían llegar a una cifra entre US\$ 680 y 800 millones.



FUENTE: elaboración propia.

Ahora pasemos al incentivo. La idea central es que un operador (privado o YPFB) puede obtener un monto de dinero por unidad de producción de petróleo/condensado adicional, ¿qué entendemos por adicional? De acuerdo a la redacción del proyecto de Ley, este "adicional" proviene de nueva inversión en exploración y/o producción por encima de una "línea base" respecto a la que ahora se produce. En sencillo, toda "nueva" producción es sujeta de este incentivo.

Vamos con un ejemplo para el caso de un campo de petróleo bajo las condiciones de precio actuales. Ahora prestar atención al gráfico 4, en el se muestra el incentivo con el color naranja. Notar varios temas: 1) la producción futura (gracias al incentivo) aún paga regalías (azul), IDH (rojo) y "nacionalización" (amarillo), pero al mismo tiempo recibe un incentivo (naranja); 2) la producción futura también aporta al Fondo del IDH (no se presenta en la figura) y; 3) notar que estas figuras son por unidad producida.

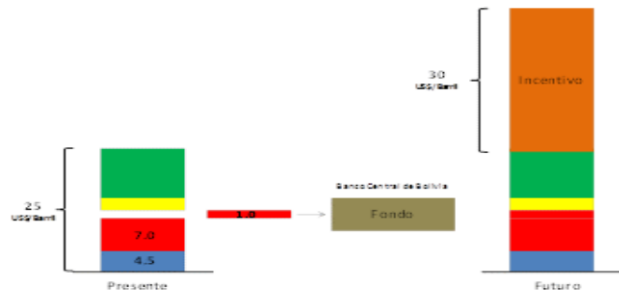


FUENTE: elaboración propia.

En este esquema ahora introducimos precios y valores. De acuerdo al gráfico 5, actualmente el precio del petróleo en boca de pozo es aproximadamente US\$/Barril 25, de los cuales 12.5 se destinan al Estado por regalías e IDH, una pequeña parte se va a YPFB por la Nacionalización y el

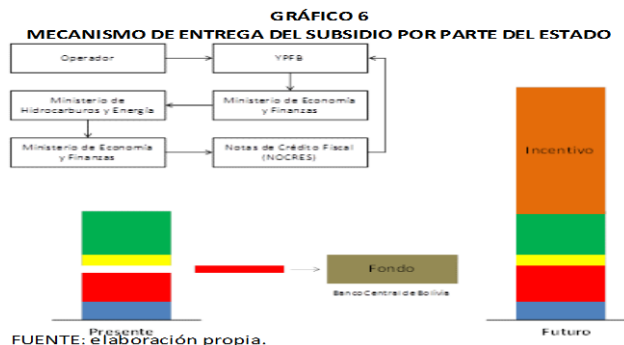
resto al operador del campo. La nueva producción también paga estos tributos pero recibe por otra parte el incentivo. Como se aprecia, la escala (el tamaño de los rectángulos) utilizada en las figuras no fue al azar, dado que insinúa un "orden de magnitud" al incentivo. En sencillo, la nueva producción pagaría por tributos los rectángulos azul, rojo y amarillo; sin embargo, recibiría un incentivo equivalente al rectángulo naranja.

GRÁFICO 5
EJEMPLO 1 CON PRECIOS Y VALORES



FUENTE: elaboración propia.

¿Cómo entrega el Estado este subsidio? El mecanismo es bastante complejo. El operador solicita el incentivo a YPF, YPF a su vez envía la solicitud del incentivo al Ministerio de Economía y Finanzas, quien a su vez solicita la autorización del Ministerio de Hidrocarburos y Energía. Una vez que este último Ministerio autoriza ello, el Ministerio de Economía y Finanzas emite Notas de Crédito Fiscal (NOCRES) utilizando los recursos del Fondo, estas NOCRES son remitidas a YPF, quien luego las envía al operador. No cabe duda que es una compleja ingeniería institucional que debe ponerse en marcha (ver gráfico 6).



FUENTE: elaboración propia.

Ahora pasemos a las preguntas que surgen de este esquema.

Pregunta 1: ¿Qué sucede cuando los campos en cuestión pertenecen a distintos departamentos productores? Es decir, algo como lo que se presenta en el gráfico 7. Imagine que el Departamento "A" otorga recursos del IDH para crear el Fondo, pero resulta que las actividades exploratorias se realizaron en el Departamento "B" por ello, el departamento "A" no cosecharía completamente los recursos de la nueva inversión en exploración, ¿existirá alguna previsión para ello?

GRÁFICO 7
DISTRIBUCIÓN DE RECURSOS EN CAMPOS COMPARTIDOS POR 2 DEPARTAMENTOS



Pregunta 2: ¿Es posible "asegurar" los recursos del Fondo? Usualmente los período de exploración duran entre 5 a 7 años, entonces, ello sugiere que los primeros años del Fondo serán de "acumulación" y luego de 4 o 5 años tendríamos un período de desacumulación. En este sentido, este mecanismo funciona si los recursos de dicho Fondo son administrados prudentemente, de forma tal que todo lo acumulado efectivamente financie el incentivo futuro.

Pregunta 3: ¿Es posible reglamentar que los aportes al Fondo se realicen únicamente bajo condiciones de precios internacionales del petróleo razonables? Un mecanismo de esta naturaleza debía haberse aplicado en la época de "vacas gordas" no ahora que el precio está bajo, dado que quienes reciben recursos del IDH no sólo verán disminuidos sus recursos por menores precios, sino también por este aporte del 12 por ciento. Por ello, quizás sea prudente definir que los aportes del 12 por ciento al Fondo sean realizados siempre que el precio internacional del petróleo supere algún determinado límite.

Recomendaciones

Parece que la administración de este mecanismo será compleja y quizás no solucione completamente los problemas de fondo del sector hidrocarburífero en nuestro país. Es hora de discutir una nueva Ley de Hidrocarburos que permita, tasas impositivas progresivas y eficientes, reglas claras para atraer inversión, eliminación paulatina de subsidios, consolidar la corporativización de YPF, abrir nuevos mercados, promover la exploración en áreas no tradicionales, discutir honestamente la relación con el medio ambiente y pueblos originarios, información sobre el sector, etc. Es decir, es momento de calmar las palabras y dar paso a los hechos, pero de forma integral.

Con alta probabilidad este proyecto de Ley de Incentivos ha sido fruto de largas horas de discusión y análisis dentro el Poder Ejecutivo, pero siempre dentro las restricciones políticas de siempre. Es difícil desligar lo político, en especial lo político/partidario, del debate hidrocarburífero en un país como Bolivia; sin embargo, los datos... esos datos testarudos sobre reservas, precios, costos, producción y mercados nos acercan a una realidad que demanda un genuino compromiso nacional.



@milenio



facebook.com/fundacion.milenio