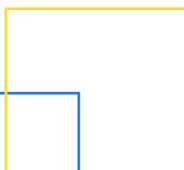


## Memoria del seminario internacional

### Gestión de los hidrocarburos: experiencias de otros países productores

La Paz — Bolivia

14 y 15 de mayo



En Colaboracion con:



REPUBLICA DE BOLIVIA  
*Ministerio de Hidrocarburos y Energía*



© Instituto Internacional para la Democracia y la Asistencia Electoral (IDEA Internacional) 2008.

Las publicaciones de IDEA Internacional no son reflejo de un interés específico nacional o político. Las opiniones expresadas en esta publicación no representan necesariamente los puntos de vista de IDEA Internacional.

IDEA Internacional favorece la divulgación de sus trabajos, y responderá a la mayor brevedad a las solicitudes de traducción o reproducción de sus publicaciones.

Edición y diagramado: CONVERGENCIA “Comunicación Global”

Impresión: INVENTA -Publicidad e Impresos- Telf. 2493214

Depósito legal: 4-1-2059-08

ISBN: 978-91-85724-53-6

Impreso en Bolivia



### *Bjørn G. From*

Director de Inversiones en el Departamento de Gestión de Activos del Ministerio de Finanzas de Noruega.

Máster en Negocios y Economía por la Escuela Noruega de Gerencia. Tiene un posgrado en Economía por la Universidad de Mannheim, Alemania.

Dio servicios de consultoría y contabilidad (entre otros con Arthur Andersen & CO en Oslo y McKinsey & Company en Frankfurt, Alemania) y trabajó en Banca de Inversión en el HypoVereinsbank en Munich, Alemania.

### *Øystein Noreng*

Doctor por la Universidad de La Sorbona de París, y Máster en Ciencia Política por la Universidad de Oslo.

Profesor de la Escuela de Negocios de Noruega BI. Director del programa de maestría Gerencia y Economía de la Energía. Ha dirigido numerosos cursos e investigaciones en universidades noruegas y extranjeras.

Realizó numerosas consultorías para instituciones públicas y privadas noruegas e internacionales: Dinamarca, Suecia, el Departamento de Estado y el Servicio de Impuestos Internos de los Estados Unidos, las Naciones Unidas, el Banco Mundial, el Fondo Monetario Internacional, la Agencia de Energía y varias compañías de petróleo y gas.

### *Edmilson Moutinho dos Santos*

Ingeniero y economista por la Universidad de Sao Paulo, Brasil. Máster en Políticas y Sistemas de Energía y Política por la Universidad de Campinas, Brasil, máster en Política y Gerencia de la Energía por la Universidad de Pennsylvania de los Estados Unidos y doctor en Economía por la Energía del Instituto Francés del Petróleo.

Profesor asociado del programa de grado en Energía, en la Universidad de Sao Paulo. Profesor visitante en la Universidad de Calgary, Canadá. Es consultor para diferentes agencias del gobierno del Brasil, compañías de energía y organismos no gubernamentales. El desarrollo de los mercados de gas natural en Brasil es el tema central de sus investigaciones.

### *Isabelle Rousseau*

Profesora e investigadora del Centro de Estudios Internacionales en El Colegio de México. Miembro externo del equipo de Chatham House, participa en el desarrollo de temas de buen gobierno en el sector hidrocarburos de México

Dirigió el proyecto “Las transformaciones de la política petrolera en México en el marco de una industria globalizada, 1989-2003”. Realizó un extenso trabajo de campo relacionado con la administración de PEMEX. Ha organizado diversos eventos y congresos sobre energía en México.

Autora de varias publicaciones referidas a hidrocarburos y buen gobierno.

### ***Jorge Pinto***

Doctor en Economía de la Energía por el Instituto Francés del Petróleo, ingeniero mecánico por la Universidad Nacional. Director de la Comisión de Energía de ACIEM (Asociación Colombiana de Ingenieros Eléctricos y Mecánicos).

Consultor independiente en energía y servicios públicos en entidades públicas y empresas privadas de Colombia y otros países de Sudamérica. Fue analista económico, asesor en el área de hidrocarburos y trabajó como experto en regulación en la empresa colombiana de petróleos. Fue catedrático y conferencista en temas energéticos en prestigiosas universidades.

### ***Humberto Campodónico***

Ingeniero industrial, Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, Perú. Magíster (MSc) en Economía del Desarrollo por la Universidad de Paris (Panteón Sorbona), Francia.

Investigador Principal del Centro de Estudios y Promoción del Desarrollo (DESCO, Lima). Fue Director de la Unidad de Pos grado de la Facultad de Economía de la Universidad Nacional Mayor de San Marcos. Asesor Regional en Minería y Energía de la CEPAL. Consultor de la Comunidad Andina de Naciones, UNCTAD y del Banco Mundial.

Ha publicado varios libros sobre energía (petróleo, gas natural), economía internacional y comercio.



<b>Presentación</b>	11
Introducción al seminario internacional	13
<i>Virginia Beramendi, Jefa de Misión, IDEA Internacional en Bolivia</i>	
<b>Política de hidrocarburos boliviana</b>	17
<i>Jorge Ortiz Paucara, Viceministro de Desarrollo Energético, Ministerio de Hidrocarburos y Energía</i>	
	23
<b>Buen gobierno del sector petrolero</b>	
La experiencia de Noruega y del Reino Unido en la gestión de los hidrocarburos	25
<i>Øystein Noreng, Escuela Noruega de Gerencia</i>	
Los principios del buen gobierno en el sector petrolero	37
<i>Isabelle Rousseau, Centro de Estudios Internacionales, El Colegio de México</i>	
	45
<b>Gestión de rentas hidrocarburíferas</b>	
La experiencia de América Latina en la distribución de la renta de los hidrocarburos	47
<i>Humberto Campodónico, Consultor de la División de Recursos Naturales e Infraestructura, CEPAL</i>	
Presentación detallada del Fondo Petrolero Noruego	57
<i>Bjørn Geir From, Ministerio de Finanzas, Noruega</i>	
La gestión de la renta petrolera en Noruega. Lecciones para Bolivia	63
<i>Øystein Noreng, Escuela Noruega de Gerencia</i>	
	69
<b>Experiencias internacionales</b>	
La industria mexicana del petróleo: PEMEX y los principios de buen gobierno	71
<i>Isabelle Rousseau, Centro de Estudios Internacionales, El Colegio de México</i>	
La industria del petróleo brasileña. Marco regulatorio	79
<i>Edmilson Moutinho dos Santos, Universidad de Sao Paulo, Brasil</i>	
La industria del petróleo colombiana. Marco regulatorio	87
<i>Jorge Pinto Nolla, Director de la Comisión de Energía de la ACIEM, Colombia</i>	

La industria del petróleo noruego y las características clave del sistema tributario. 95  
*Björn Geir From, Ministerio de Finanzas, Noruega*

## **Conclusiones**

105

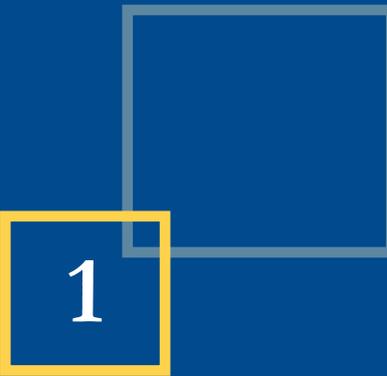
Conclusiones del seminario internacional Gestión de los hidrocarburos: experiencias de otros países productores.

*Fernando Patzy, IDEA Internacional*



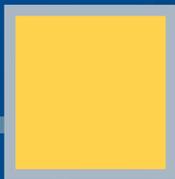
<b>ANH</b>	<b>Agencia Nacional de Hidrocarburos</b>
<b>CEPAL</b>	<b>Comisión Económica para América Latina</b>
<b>CNPE</b>	<b>Consejo Nacional de Política Energética</b>
<b>CONPES</b>	<b>Consejo Nacional de Política Económica y Social</b>
<b>CRE</b>	<b>Comisión de Regulación de la Energía</b>
<b>D.S.</b>	<b>Decreto Supremo</b>
<b>GLP</b>	<b>Gas Licuado de Petróleo</b>
<b>IDEA</b>	<b>Instituto Internacional para la Democracia y la Asistencia Electoral</b>
<b>MMB</b>	<b>Millones de barriles</b>
<b>MMBD</b>	<b>Millones de barriles diarios</b>
<b>NOC</b>	<b>National Oil Company</b>
<b>PDVSA</b>	<b>Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima</b>
<b>PEMEX</b>	<b>Petróleos de México</b>
<b>PETROBRAS</b>	<b>Petróleo Brasileiro S.A.</b>
<b>PETROECUADOR</b>	<b>Empresa Estatal Petróleos del Ecuador</b>
<b>PRT</b>	<b>Petroleum Revenue Tax</b>
<b>SDFI</b>	<b>Interés financiero directo del Estado</b>
<b>SEC</b>	<b>Securities Exchange Commission</b>
<b>SENER</b>	<b>Secretaría de Energía de México</b>
<b>TEA</b>	<b>Contrato de evaluación técnica</b>
<b>TLCAN</b>	<b>Tratado de Libre Comercio de América del Norte</b>
<b>UNCTAD</b>	<b>Conferencia de las Naciones Unidas para el Desarrollo</b>
<b>USD</b>	<b>Dólares americanos</b>
<b>WTI</b>	<b>West Texas Intermediat</b>
<b>YPFB</b>	<b>Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos</b>





1

# Presentación





## ***Introducción al seminario internacional*** **Virginia Beramendi** **Jefa de Misión, IDEA Internacional Bolivia**

El Instituto Internacional para la Democracia y la Asistencia Electoral (IDEA Internacional), ha identificado a Bolivia como uno de los países de interés prioritario a nivel mundial por lo que, desde el año 2007, se ha propuesto apoyar al país principalmente en dos ámbitos: en el fortalecimiento de los procesos democráticos y en la promoción de espacios de diálogo democrático, así como en la construcción de una visión de país sobre el sector hidrocarburos.

En diferentes países del mundo, las dificultades para alcanzar el desarrollo llevan a pensar que la democracia es incapaz de mejorar las condiciones de vida de la gente. Muchas veces, instituciones como el Parlamento, los órganos ejecutivos y los partidos políticos son percibidos como ineficaces para atender las demandas de los ciudadanos en torno al desarrollo económico y social.

Por tal razón, IDEA Internacional ha definido como uno de sus ejes de acción la democracia y el desarrollo. Las acciones en este campo se guían por la idea de que la democracia se ve fortalecida cuando las instituciones recogen las aspiraciones de los ciudadanos y son capaces de generar prosperidad económica y equidad social, mediante el aprovechamiento sostenible de los recursos naturales.

Parece paradójico que la explotación de un recurso natural no renovable pueda contribuir al desarrollo sostenible. El desafío fundamental radica en generar un flujo sostenible de ingresos para el futuro, “capital financiero” con base en el adecuado aprovechamiento del “capital natural”, como son los hidrocarburos.

En otras palabras, significa que la disminución de un recurso natural no renovable no pondrá en riesgo las condiciones de vida de las futuras generaciones.

### ***Visión de país***

IDEA Internacional, en su programa para Bolivia, busca facilitar la construcción de visiones compartidas sobre la gestión de los recursos energéticos del país y el aprovechamiento sostenible de los ingresos provenientes de la explotación de los hidrocarburos.

Diversos estudios coinciden en señalar que los países con mayores tasas de crecimiento son aquellos que han logrado definir una visión nacional estratégica. El desarrollo de un país es más exitoso cuanto mayor es el compromiso por parte de todos los actores en impulsarlo bajo una visión común.

Una visión común tiene facetas múltiples y es un proceso que se construye mediante el diálogo social, basado en la activa participación y el compromiso efectivo de los principales actores, que aportan sus diversas capacidades.

Contar con una visión nacional es fundamental para cerrar la brecha entre el corto y el largo plazo, en la medida en que se traduce en mecanismos institucionales que promueven, de manera eficaz y eficiente, los cambios o reformas necesarias para impulsar el desarrollo.



## Los hidrocarburos

El mundo está viviendo un periodo de cambio respecto a la energía. Todos los países se enfrentan a una realidad energética más compleja. Los países no productores de petróleo tienen que afrontar precios 100% más altos que hace un año atrás y una mayor incertidumbre para asegurar el abastecimiento.

Por su parte, los países en desarrollo, productores de petróleo, enfrentan también un contexto complejo: por un lado, ¿cómo lograr la mayor eficiencia y generación de ingresos de la industria del petróleo? y por otro, ¿cómo lograr que los hidrocarburos se conviertan en un recurso que resuelva efectivamente los problemas de desarrollo, la pobreza e inequidad?

Para entender los desafíos que tiene el sector petrolero, es importante conocer la evolución de las relaciones que establecen los Estados nacionales, las empresas nacionales petroleras y las empresas transnacionales.

Asimismo, es necesario entender los nuevos roles que se asignan a las empresas nacionales. Muchas de éstas han sido creadas para defender al país de las empresas transnacionales y son percibidas como un instrumento para maximizar la renta de los recursos hidrocarburiíferos. Pero, al mismo tiempo, se espera que las compañías nacionales se desempeñen de acuerdo a los estándares internacionales y sean altamente competitivas.

El sector hidrocarburiífero boliviano está inmerso en un proceso de cambio profundo, y los recursos que genera son la base en la que se asientan un amplio rango de políticas nacionales.

Por tal razón, este seminario, se ha propuesto presentar diversas experiencias internacionales respecto a las políticas y estrategias adoptadas, para lograr un buen gobierno del sector y una gestión adecuada de la renta de los hidrocarburos.

## Buen gobierno

En muchos países en desarrollo, el petróleo es la fuente primaria de recursos públicos. Por lo tanto, los errores en la definición de políticas del sector pueden tener graves implicaciones para la economía, el desarrollo social y la estabilidad política. Pero, al mismo tiempo un buen gobierno del mismo puede incrementar la riqueza nacional, el desarrollo sostenible y la estabilidad social.

Las lecciones que se han aprendido de los países productores que han reformando sus sectores petroleros muestran que el sector se beneficia mucho más si se tiene una separación de roles y responsabilidades entre Ministerios, Agencias Reguladoras, Empresa Nacional y Operadores privados.

Por lo tanto, el buen gobierno del sector petrolero es un tema central, más allá de las configuraciones específicas que pueda tener el mismo en cada país y de los procesos de reforma que se produzcan.

Dado que no existe un modelo de buen gobierno del sector petrolero y que el contexto de cada país es único, se pretende en este ámbito presentar las experiencias de países donde la empresa estatal del petróleo tiene un rol fundamental, como son los casos de Noruega, México y Brasil; además de los principios de buen gobierno desarrollados por el Chatham House de Londres.

## Gestión de rentas de los hidrocarburos

La adecuada gestión de la renta del petróleo tiene una importancia clave para un país productor, por las siguientes razones:

- Permite asegurar la estabilidad macroeconómica del país.
- Puede resolver los problemas de déficit de servicios públicos e infraestructura.



- Se pueden financiar las acciones de desarrollo sostenible del país, de tal forma que a mediano plazo no se dependa de la explotación del recurso natural.
- El ahorro e inversión de las rentas permite transformar un recurso natural en un recurso financiero, que garantice también a las futuras generaciones los beneficios de la explotación de los recursos no renovables.

En los últimos 30 años, numerosos países han adoptado algún mecanismo para gestionar los ingresos de los hidrocarburos; se menciona la creación de fondos como uno de los más utilizados. Existen diversas modalidades, por ejemplo:

- Fondos del petróleo: Alaska, Alberta-Canadá, Noruega, Azerbaiyán, Chad, Timor-Leste, Sao Tomé y Príncipe,
- Fondos de Estabilización Macroeconómica: Venezuela, Kuwait, Kazajstán, Omán y Rusia,
- En el sector minero existen también experiencias relevantes, por ejemplo: el Fondo del Cobre de Chile y la Política Fiscal de Botswana, cuya economía se basa en la explotación de los diamantes.

Para el desarrollo de este seminario, se ha logrado la valiosa participación de seis expertos internacionales que presentarán las experiencias de Noruega, México, Brasil, Colombia así como una perspectiva de América Latina en cuanto a la gestión de la renta del petróleo:

1. Bjørn Geir From, Ministerio de Finanzas, Noruega.
2. Øystein Noreng, Escuela Noruega de Gerencia.
3. Isabelle Rousseau, Centro de Estudios Internacionales, El Colegio de México.
4. Edmilson Mountinho dos Santos, Universidad de Sao Paulo, Brasil.
5. Jorge Pinto Nolla, Comisión de Energía de ACIEM, Colombia.
6. Humberto Campodónico, consultor de la división de Recursos Naturales e Infraestructura de la CEPAL.

Destaco el interés personal del Ministro de Hidrocarburos y Energía y de sus inmediatos colaboradores y colaboradoras en la organización de este evento. Agradezco la disposición de los expertos invitados para compartir con Bolivia sus valiosas experiencias y la decidida contribución de la Sección Diplomática de Noruega en La Paz para lograr su participación.





## ***Política de hidrocarburos boliviana***

**Jorge Ortiz**

**Viceministro de Desarrollo Energético**

El Ministerio de Energía e Hidrocarburos de Bolivia considera que este evento se constituye en una oportunidad para dar a conocer lo que el gobierno nacional ha realizado en estos dos últimos años y lo que se hará en la próxima década en el marco de su estrategia nacional de hidrocarburos.

Uno de los objetivos de este seminario internacional es que las instituciones del sector tengamos claro lo que vamos a hacer y aprovechar de las buenas experiencias de otros países para encaminar los procesos institucionales a nivel del ministerio, entes reguladores, empresas públicas y también de las empresas privadas del sector y, además, tomar en cuenta aquellas experiencias que no fueron positivas en algunas empresas y para algunos países.

Las políticas que el gobierno del presidente Evo Morales ha desarrollado en los últimos dos años en el sector hidrocarburos, en la visión de algunos críticos, no son suficientes, y seguramente tienen razón. Sin embargo, lo que se ha hecho probablemente no pueda ser parangonado con ninguna otra experiencia estatal, por lo menos en nuestro país.

### ***La nacionalización de los hidrocarburos, nuevas reglas para todos***

El 1 de mayo de 2006 se promulgó el Decreto Supremo N° 28701 de Nacionalización, que determina las reglas bajo las cuales van a trabajar el sector, la empresa estatal y las empresas transnacionales que desarrollan actividades en el ámbito hidrocarburífero. Establece también el principio de propiedad de los hidrocarburos producidos, recuperando los yacimientos de hidrocarburos, concretando el principio de control y dirección de la cadena de hidrocarburos a cargo del Estado. Se ha planteado como gran objetivo y tarea fundamental la industrialización del gas natural.

A dos años de la promulgación del mencionado decreto es mucho lo que se ha avanzado, con pasos seguros, convencidos de que lo que se está haciendo es efectivamente para ésta y para las futuras generaciones del país. A continuación, se describen los principales hitos alcanzados:

El Decreto Supremo N° 28701 ha planteado cuatro pilares: la propiedad de los hidrocarburos, el control y la dirección de la cadena de hidrocarburos por parte del Estado, la empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) operando en toda la cadena de hidrocarburos y la industrialización del gas natural.

Se ha suscrito un contrato de exportación con la República Argentina, el más importante que el país ha firmado por los volúmenes a exportar, por los volúmenes que se tiene que producir y por el precio que figura en el contrato.

Nunca antes hubo un mejor contrato que éste en función de los intereses del Estado y del pueblo boliviano.

Mientras los sectores defensores de las empresas transnacionales y de las empresas privadas, así como los sectores de la oligarquía de nuestro país, consideraban que era imposible una renta petrolera del 50% de los ingresos, el gobierno del presidente Evo Morales suscribió 44 contratos de operación bajo nuevas reglas y además ha garantizado en cada contrato un ingreso adicional para la empresa estatal; 44 contratos con 16 empresas, de las cuales 15 son transnacionales.



Fue posible establecer reglas y suscribir acuerdos que permitan satisfacer el interés del pueblo y los intereses del sector privado en condiciones de equilibrio. Lo que parecía imposible se hizo realidad por encima de lo que establece la Ley de Hidrocarburos, es decir, incrementando los ingresos del sector público.

Se ha recuperado el valor de las exportaciones de gas natural a Brasil. En febrero y septiembre del año 2007 se han establecido las reglas para que, por concepto de exportación de licuables de la corriente de exportación, PETROBRAS (Petróleo Brasileiro S.A.) le reconozca a YPFB como mínimo 100 millones y un máximo de 180 millones de USD al año.

Se ha garantizado la recuperación de la empresa de refinación que estaba a cargo de PETROBRAS, se ha nacionalizado esta empresa, firmando un acuerdo de partes totalmente transparente con YPFB, abierto a una negociación. Todos los contratos están publicados en los sitios Web del Ministerio de Hidrocarburos y Energía y de YPFB.

El 1 de mayo de 2008 se ha recuperado el control y la dirección de las otras cuatro empresas que fueron parte del proceso de capitalización y de privatización, Transredes S.A., Andina S.A., Compañía Logística Boliviana de Hidrocarburos, responsable del almacenaje, y Chaco S.A. De esta manera, YPFB asume el control y la dirección de las empresas, además del liderazgo en la operación.

Se ha hecho posible la política social del gobierno: el pago de la Renta Dignidad y el pago del Bono Juancito Pinto, la primera destinada a todas las personas mayores de 60 años y el segundo destinado a incentivar la escolarización de niños entre los 5 y 11 años.

Al mismo tiempo, se ha fijado un punto de inflexión en el curso de las inversiones en nuestro país. Las inversiones en los cuatro años previos al proceso de nacionalización han estado en permanente descenso; a partir del año 2006 se establece una orientación diferente en las mismas. Se han incrementado las inversiones, de 143 millones de USD el año 2006 a 211 millones de USD el año 2007, cuando entraron en vigencia los nuevos contratos de operación. Se ha programado una inversión para este año de 876 millones de USD en materia de exploración y explotación, y una inversión programada general del sector que supera los 1.200 millones de USD.

Sin embargo, falta mucho por hacer. La estrategia nacional del sector hidrocarburos ha planteado objetivos y metas para los próximos diez años definiendo, año tras año, las acciones del gobierno, del ministerio, del ente regulador (que próximamente será la Agencia Nacional de Hidrocarburos, en vez de la Superintendencia de Hidrocarburos), sus dos empresas operadoras en el sector, YPFB y la Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos, obviamente con participación privada pero considerando las nuevas reglas y el liderazgo del Estado.

Es necesario hacer referencia a un aspecto también importante, y que va a ser objeto de tratamiento de manera conceptual en este seminario: la experiencia noruega y la gestión de los ingresos por concepto de renta petrolera y por concepto de otros tributos ligados al sector. En el caso de Bolivia, estos ingresos alcanzaron en el año 2000 a 447 millones de USD; el año 2006, 1.839 millones de USD; el año 2007, 1.972 millones de USD y un ingreso programado total de 2.500 millones de USD para el año 2008.

El proceso de nacionalización no hace más que mostrar que lo que se está haciendo es absolutamente compatible con lo que sucede en el mercado mundial y en el escenario en que trabajan las empresas petroleras. En este proceso de nacionalización ni una sola empresa se fue del país y todas están en la mesa de negociaciones para seguir trabajando en función de las reglas de la nueva política de hidrocarburos.

## **Retos y desafíos**

En ese contexto está planteada la estrategia nacional de hidrocarburos. ¿Qué se hará en adelante?

- Cumplir el contrato de exportación con Argentina, el más importante y beneficioso que en la historia ha suscrito nuestro país en materia de exportación de hidrocarburos.



- Alcanzar una producción, al año 2017, que supere los 100 millones de metros cúbicos/día de gas natural. Hoy se producen 41 millones de metros cúbicos/día. Y el año 2006 se producían 35 millones de metros cúbicos/día.
- Aumentar la producción de gas natural, garantizando el incremento de inversiones en el marco de las nuevas reglas, para satisfacer las demandas de nuestro mercado interno, en constante crecimiento como resultado de la política de incentivo al consumo del gas natural.
- Garantizar la fiscalización de los contratos de operación suscritos el año 2006, promoviendo la exploración de nuevas áreas hidrocarburíferas, tarea que se realizará a través de la empresa estatal YPFB, la participación privada y la Agencia Nacional de Hidrocarburos, que asumirá la responsabilidad de incrementar la mancha hidrocarburífera del país, es decir, el área de potencial hidrocarburífero.

Otro aspecto importante en el proceso de nacionalización es la priorización del mercado interno, aumentando el consumo de gas natural en el sector domiciliario a través de 100 mil instalaciones anuales de gas natural como mínimo, así como en los sectores del comercio y la industria y en el sector del transporte con el gas natural vehicular y con el gas natural comprimido.

Asimismo, no se ha desechado el incremento del consumo de gas natural en la producción de electricidad en las termoeléctricas; sin embargo, éste tiene que planificarse ya que no es posible destinar ese gas para que se queme en la industria termoeléctrica. En forma paralela a satisfacer la termoeléctrica, el ministerio promoverá el desarrollo de las hidroeléctricas, lo que permitirá separar gas natural para la industrialización en lugar de destinarlo a la quema en la termoeléctrica.

El aumento en el consumo de gas natural en el mercado interno muestra cifras importantes: de un consumo de 4,7 millones de metros cúbicos/día el año 2006, se llegará a un consumo superior a los 15 millones de metros cúbicos/día el año 2017. Es el compromiso y es la política que se va a cumplir a partir de la estrategia para beneficiar al pueblo y a la industria nacional.

Pero además es una obligación el cumplimiento del otro pilar de la nacionalización, que es la industrialización del gas, la cual será promovida en el presente mediante YPFB y en el futuro a través de la Empresa Boliviana de Industrialización de los Hidrocarburos. Hoy se está promulgando un decreto supremo que otorga un mecanismo de crédito a YPFB por un valor de 90 millones de USD destinado a la construcción de una planta de separación de licuables en Río Grande, para procesar 150 millones de pies cúbicos de gas natural.

El gas de la corriente al Brasil será separado y se aumentará el valor agregado con el gas licuado de petróleo (GLP), satisfaciendo plenamente el mercado interno y garantizando excedentes para la exportación. Este megaproyecto de YPFB y de la próxima Empresa Boliviana de Industrialización de los Hidrocarburos estará funcionando a finales del año 2009.

También se impulsará la instalación y el funcionamiento de plantas de producción de amoníaco y urea en Tarija y Cochabamba y una planta de etileno y polietilenos en el Chaco boliviano. Estas tareas son parte de la estrategia del gobierno y serán encaradas entre el año 2009 y el 2017, significando un consumo de gas natural que para el año 2017 alcanzará a 16 millones de metros cúbicos/día, es decir, una cantidad similar al total del consumo en mercado interno. De esta manera, el país tendrá un consumo superior a los 30 millones de metros cúbicos/día el año 2017.

Forma parte de la estrategia la ampliación o la apertura de nuevos mercados, dado que existen suficientes reservas como para incrementar tanto el mercado interno como el externo, principalmente Argentina, Brasil, Uruguay y Paraguay. En este proceso, desde el año 2006 se han desarrollado iniciativas para establecer asociaciones estratégicas con países vecinos y con países que, no siendo limítrofes, comparten las políticas y los objetivos del gobierno y del Estado boliviano.



## **Transparencia y gestión ambiental**

Consultores noruegos que visitaron el país como parte de la cooperación y el apoyo que tiene el ministerio, afirmaron que el sector de hidrocarburos de Bolivia es reconocido por dos elementos, entre otros: por el hecho de haber transparentado sus contratos petroleros, los cuales son de conocimiento público; y el respeto mediante ley del derecho de los pueblos indígenas y originarios. Asimismo, se han establecido reglas de consulta y participación en la Ley de Hidrocarburos.

En lo que se refiere a la gestión ambiental, ésta será mejorada en función del seguimiento y control a la industria y, principalmente, en función del respeto a los pueblos indígenas y originarios y a las comunidades campesinas en el país.

## **Una reestructuración urgente**

En esta explicación sucinta de la estrategia y de cómo se va encarar el manejo del sector en los próximos diez años, se debe considerar la reestructuración del sector. Un año atrás se pensó en una YPFB corporativa y en un nuevo ente regulador, y que el Ministerio de Hidrocarburos y Energía debería asumir la totalidad del concepto de energía como parte de su competencia.

Un año más tarde, mostramos que este ministerio cuenta primero con un viceministerio responsable de la planificación y tiene como parte de su competencia el sector de electricidad y energías alternativas, de manera que, en una sola instancia del Estado a nivel ministerial, está concentrado el sector energético. El ministerio está a la cabeza de la empresa nacional de electricidad, de YPFB, de la futura Agencia Nacional de Hidrocarburos, hoy Superintendencia de Hidrocarburos, y de la Superintendencia de Electricidad, entre otras empresas que forman parte del consorcio de empresas estatales.

En lo que se refiere a YPFB como una empresa corporativa, el 10 de abril de este año se ha promulgado el decreto supremo que establece el carácter corporativo de YPFB y además la estrategia para que esta empresa estatal alcance ese objetivo.

En dos años de proceso de nacionalización, YPFB tiene seis empresas subsidiarias: YPFB PetroAndina S.A., YPFB Refinación S.A., YPFB Andina S.A., YPFB Chaco S.A., YPFB Transredes S.A. y YPFB CLHD. Estas seis empresas forman parte de la cadena y son empresas subsidiarias porque la empresa estatal, casa matriz, asume el control y dirección de las mismas, entre otras participaciones que tiene YPFB en empresas que distribuyen gas y que producen electricidad.

De esta manera, YPFB corporativa es una realidad en proceso de consolidación. En los próximos días se creará la Empresa Boliviana de Industrialización de los Hidrocarburos y en los próximos meses, la Agencia Nacional de Hidrocarburos, de manera que la reestructuración se realizó en estos dos años en forma acelerada y hoy día está en proceso de consolidación bajo un nuevo paradigma, la regulación, y ya no bajo las reglas que dejan al mercado hacerlo todo. Se regulará en función del interés del pueblo, en función del interés del Estado, y con respeto al interés y la inversión del sector privado y de las empresas estatales.

Esa es la nueva cara de la regulación que se dará a través de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, que fiscalizará, regulará y controlará las actividades de las empresas estatales del sector y de las empresas privadas que, en asociación con YPFB o la empresa de industrialización o prestándoles servicios, trabajan en cada una de las actividades de la cadena.

## **La nueva política de hidrocarburos, reflejo de la voluntad popular**

En resumen, la nueva política de hidrocarburos establecida por el presidente Evo Morales, y que beneficia al pueblo, se cumple a pasos agigantados. Esto se muestra con lo que se ha hecho en estos dos años y en la estrategia para encarar el futuro en los próximos diez años como mínimo.



Es importante establecer que esto no hubiera sido posible sin la clara voluntad y decisión del pueblo boliviano que, en un proceso de acumulación de fuerzas y de concientización de lo negativo del proceso neoliberal en el país, decidió a partir del año 2000, y consolidando ese proceso el año 2003, cambiar las reglas. El año 2003, en octubre, fue el punto culminante de la llamada guerra del gas; es decir, un proceso de alta conciencia política y social del pueblo boliviano por recuperar sus hidrocarburos y por replantear las reglas para que éstas sean en beneficio del pueblo.

En ese contexto está trabajando el gobierno boliviano, con objetivos para las empresas estatales del sector, sus empresas subsidiarias, el sector privado y las empresas transnacionales de todos los continentes.

Las experiencias que nos van a transmitir los expositores en el seminario nos van permitir mejorar nuestro conocimiento y replantearnos algunos aspectos que probablemente ameriten esa reflexión que viene de afuera.





## Buen gobierno del sector petrolero





# ***La experiencia de Noruega y del Reino Unido en la gestión de los hidrocarburos***

**Øystein Noreng**

## ***1. Los desafíos de la riqueza petrolera***

Casi en todo el mundo los recursos que se encuentran en la tierra pertenecen al Estado, como se puede observar en las leyes españolas, que todavía son válidas prácticamente en toda Latinoamérica, la ley inglesa, que también es válida en Canadá, las leyes escandinavas, que son válidas en Noruega, y las leyes rusas, que no tienen nada que ver con el socialismo del siglo XX. La única excepción son los Estados Unidos (EE. UU.), donde los recursos naturales pertenecen al propietario de la tierra. Por ejemplo, si alguien encuentra petróleo en el estado de Texas, y quiere perforar un centímetro fuera del límite de su propiedad, tiene que pedir permiso al vecino. En el resto de los países, se tiene que pedir permiso al Estado y pagar regalías e impuestos.

El desafío de la riqueza petrolera consiste en controlar todos los aspectos de la industria; esto ha sido válido en el siglo pasado y lo es en el presente, y no es una banalidad. Por ejemplo, 100 años atrás en el Medio Oriente, en Irak e Irán, se entregaron inmensas cantidades de áreas a consorcios petroleros extranjeros; en Irán el consorcio Anglo Persa pagó una cuota para tener el derecho a explotar.

Un elemento importante de la gestión del petróleo es conformar una empresa petrolera estatal como una herramienta para el desarrollo económico. Sin embargo, la experiencia ha demostrado que los monopolios son peligrosos porque a largo plazo son ineficientes e ineficaces.

Entonces el desafío para el propietario del recurso, el Estado, es contar con una empresa petrolera estatal que, además de ser un instrumento de desarrollo económico nacional, compita con otras empresas. No se puede controlar a las empresas petroleras privadas si no se tiene la posibilidad de conocer la información interna.

También es cierto que admitir empresas privadas petroleras es riesgoso. Noruega tuvo malas experiencias pero, en general, se puede concluir que es mejor tener el 80% de algo que el 100% de nada.

Para el Estado lo más problemático es determinar qué carga tributaria se requiere exigir a la actividad; qué cuota corresponde al operador privado, considerando las inversiones y el riesgo que tiene que asumir. Esta es una tarea delicada. Después viene la distribución de los beneficios y el uso de las rentas petroleras, la creación de fuentes de trabajo, la transferencia de conocimientos, la seguridad industrial y la protección del medio ambiente.

Por desgracia, en Noruega también se ha tenido malas experiencias en la gestión del sector petrolero; por lo tanto, además de requerir un sistema impositivo especial, se necesita un sistema de control de la actividad para contar con información interna. Sin ambos instrumentos, no es posible capturar la máxima renta petrolera.

El Estado tiene el derecho de cambiar las reglas tributarias según sus intereses. Por ejemplo, en 1975 el Reino Unido impuso el 51% de participación en absolutamente todos los campos petroleros; esa fue una nacionalización parcial. Posteriormente Noruega adoptó esa medida. El eco de esas políticas es lo que está pasando ahora en algunos países latinoamericanos.



Los departamentos del Tesoro y los ministerios de Finanzas del Reino Unido y Noruega consultaron a los banqueros cuánto debería ser el retorno para las empresas petroleras dado que el Mar del Norte es una zona de alto riesgo. Éstos opinaron que no era necesario dar más del 20% de retorno después de impuestos, debido a que se trata de una región políticamente estable, a diferencia del Medio Oriente. Después de discusiones y negociaciones, que no fueron fáciles, en ambos países el retorno fue establecido en un rango que varió entre el 17 y el 19%.

Hasta antes de los precios actuales, el retorno promedio para las actividades del *upstream* (exploración, producción y transporte) se situaba cerca al 20%; sin embargo, ahora es mucho más bajo, las empresas invierten en campos donde el costo de producción es menor, el costo del capital es relativamente bajo, el precio ha pasado de 20 a 100 USD por barril y los sistemas impositivos no se han adecuado al mismo ritmo. En todos los casos, las empresas petroleras están obteniendo mucho más dinero que antes.

Otro aspecto importante es el ritmo de explotación. Una regla de sentido común afirma que cuanto más grande es el mercado, menor es el riesgo. El mercado de capitales es más grande que el mercado del petróleo, entonces vale más transformar el petróleo y el gas natural en dinero. Esa es una regla que se puede aplicar con pocas excepciones.

En Noruega, a pesar de haber establecido el Fondo del Petróleo en 1996, una importante cantidad del petróleo producido en los años 90 y transformado en capital financiero tendría más valor hoy si, en lugar de haber convertido el mismo en dinero, se lo hubiera dejado en el subsuelo.

Si la habilidad para absorber las rentas petroleras es limitada, entonces es mejor reducir la producción del petróleo. Eso es lo que hacen los países del Medio Oriente, por ejemplo, Arabia Saudita

Para una adecuada gestión de la industria petrolera, se necesita una empresa nacional dominante pero no exclusiva. El gobierno necesita conocer el valor de los beneficios que se obtiene de la industria; sin embargo, la renta económica que se logra no garantiza que las condiciones productivas se mantendrán, por lo que se necesita un mecanismo que aisle la economía real de la economía extractiva del petróleo.

Los ingresos del petróleo son volátiles, no hay relación entre el precio de mercado y el costo de producción. De acuerdo con la teoría económica, el precio del petróleo debe situarse entre el costo marginal de producción y el costo de las alternativas. El costo marginal de producción en el Medio Oriente es 5 USD por barril y el costo alternativo, 120 USD por barril.

## **2. La experiencia noruega**

Desde principios de los años 70 y hasta mediados de los 90, el gobierno noruego obligó a las compañías petroleras extranjeras a utilizar bienes y servicios nacionales, invertir en empresas industriales conjuntas y transferir conocimientos. La política industrial conjunta no tuvo éxito, pero las políticas de adquisiciones y de transferencia de conocimientos incrementaron rápidamente el bienestar local y contribuyeron al desarrollo tecnológico, que ha permitido la reducción considerable de los costos y convertir a Noruega en uno de los países líderes en tecnología petrolera.

Los programas de industrialización patrocinados por el gobierno tuvieron lugar en el marco de un elevado régimen impositivo marginal. Entonces, la cuestión es si esta protección a la industria naciente era necesaria o si las fuerzas del mercado hubieran sido capaces de producir resultados comparables con mayor rapidez.

Antes de 1970, Noruega no tenía una industria de servicios petroleros ni una empresa petrolera nacional; sin embargo, existió consenso en que tenía que desarrollarse una empresa estatal. Como las fuerzas del mercado se consideraban insuficientes, fue necesaria la intervención del gobierno. En una etapa inicial, la legislación obligó a las compañías petroleras a que utilizaran bienes y servicios noruegos, siempre que éstos sean competitivos;



posteriormente, se emitieron disposiciones para la transferencia de conocimientos y cooperación en el desarrollo de nuevas tecnologías. Grandes compañías extranjeras fueron invitadas a participar en empresas industriales no relacionadas con el petróleo y en empresas conjuntas con instituciones de investigación de Noruega, a fin de desarrollar tecnología para el sector petrolero.

La creación en 1972 de la empresa petrolera estatal Noruega, Statoil, y la participación de dos empresas privadas noruegas de petróleo, Norsk Hydro y Saga, en actividades del *upstream*, tanto en petróleo como en gas, estaban destinadas a garantizar un papel central para la industria noruega. El aumento de la competencia nacional y una visión de las operaciones internacionales del petróleo fueron útiles para las empresas noruegas. El gobierno estableció la Statoil e impulsó a las dos compañías privadas noruegas, Norsk Hydro y Saga Petroleum, a través de la concesión preferencial de licencias. Se contrató especialistas internacionales en petróleo como asesores técnicos, y se empleó equipos conjuntos para convertir a las compañías petroleras noruegas en empresas operativas.

El consenso en Noruega fue que la asociatividad de operadores era necesaria para aprender el negocio petrolero y para ser capaces de tratar con las empresas extranjeras de igual a igual. En primera instancia, Statoil fue financiada con préstamos del gobierno y del Banco Central Noruego. Un elemento importante fue la independencia financiera de Statoil, fundamental en el logro de una fuerte posición negociadora con la industria petrolera internacional.

Todavía discuten los economistas si es importante para una sociedad apoyar y proteger las industrias nacientes mediante la inversión en capital humano y la limitación de la competencia extranjera o dejar que éstas dependan de las fuerzas del mercado, limitando la intervención del gobierno. En el caso de Noruega, la cuestión es si favorecer el uso de bienes y servicios locales y la capacitación de técnicos nacionales hubiera evolucionado sobre la base de las habilidades y la competitividad local. Posiblemente se hubiera logrado a un menor costo a través de las fuerzas del mercado que con la intervención del Estado; no obstante, la pregunta que subsiste es si las fuerzas del mercado hubieran producido resultados comparables con mayor rapidez.

La cuadruplicación del precio del petróleo que tuvo lugar entre 1973 y 1974 causó alarma en Noruega. Al Ministerio de Hacienda le preocupaba un sobrecalentamiento de la economía y abogó por un crecimiento más moderado de la industria petrolera, así como por la moderación en el uso de los ingresos del petróleo.

En un informe al Parlamento, a principios de 1974, se mencionaba que el petróleo estaba asociado con problemas de reestructuración de la economía. El mensaje era que dentro de unos años el país tendría un enorme excedente financiero y la moneda se revaloraría sustancialmente. Al mismo tiempo, sin embargo, la economía abierta de Noruega se vio afectada por la recesión internacional a raíz del aumento del precio del petróleo. Esta recesión internacional afectó principalmente a las industrias de exportación y a las empresas navieras. El Parlamento ofreció generosa asistencia, así como elevar los ingresos de los agricultores al nivel de los trabajadores de la industria. El gobierno se embarcó en una costosa política económica contracíclica que incrementó los ingresos reales en un 25% durante tres años, desde 1974 hasta 1977, comprometiendo seriamente la competitividad de las actividades no petroleras. Debido a los excesos de gastos y menores ingresos procedentes del petróleo, a finales de 1977 Noruega alcanzó una ratio de deuda/PIB del 50%, jamás alcanzado por ningún país desarrollado. La moneda se devaluó fuertemente y entre 1979-1980 el gobierno declaró una emergencia económica, congelando salarios y precios.

Por otra parte, la licencia de operación para las empresas petroleras extranjeras determinaba la obligatoriedad de la transferencia de conocimientos y competencias a las empresas noruegas. Personal de Statoil, Norsk Hydro y Saga participaron en cursos de entrenamiento dictados por especialistas en el lugar de trabajo; además, las empresas extranjeras reclutaron jóvenes ingenieros noruegos y los capacitaron en el exterior durante un período considerable, antes de devolverlos a casa con el objetivo de “norueganizar” sus empresas. Algunas de estas

personas terminaron en la organización de las compañías petroleras noruegas.

Noruega cuenta actualmente con una gran industria de servicios de petróleo y ha logrado establecerse a sí misma como líder en tecnologías *off-shore* de petróleo, especialmente en aguas profundas, submarinas y operaciones a control remoto. Ha logrado desarrollar un *cluster* empresarial del petróleo pero, para algunos, la supervivencia todavía está en juego.

Hoy en día, las empresas petroleras que operan en Noruega y las empresas de servicios petroleros cuentan con recursos humanos locales casi en su totalidad, y la tendencia es más bien que las empresas proporcionen personal para las operaciones en el exterior. Por lo tanto, el capital humano noruego está siendo exportado por las compañías petroleras internacionales.

En el caso noruego, tanto el Estado como el mercado han tenido un papel importante en la política de diversificación económica con relación al petróleo. Una lección clave es que las fuerzas del mercado, por sí solas, nunca habrían logrado la transferencia de competencias.

El éxito de las industrias de servicios petroleros, la transferencia de conocimientos y la creación del Fondo del Petróleo no se hubieran dado si se dejaba actuar solamente a las fuerzas del mercado. Lo más probable es que las compañías petroleras hubieran mostrado preferencia por personal extranjero con acreditada experiencia, además estableciendo proveedores extranjeros de bienes y servicios; los políticos hubieran competido descaradamente por el aprovechamiento a corto plazo de los ingresos del petróleo, mediante la combinación de ofertas de rebajas fiscales con generosas promesas de gasto público, como en algunos otros países exportadores de petróleo. El resultado sería, probablemente, conflictos y discontinuidad de políticas, en detrimento de todas las partes involucradas.

Como se ha mencionado, el mercado es menos capaz de satisfacer a largo plazo los desafíos estructurales y estratégicos. La estrategia noruega de intervención ha funcionado sorprendentemente bien sobre la base de un amplio consenso político. El consenso ha contribuido a una sólida política del petróleo, con una notable continuidad a través de cambios de gobierno. El consenso, a su vez, se basa en una larga historia de representatividad, transparencia y responsabilidad del gobierno.

### **3. El concepto de la renta económica del recurso**

El concepto de renta económica es esencial para entender la fiscalidad del petróleo. Los esfuerzos para imponer impuestos especiales sobre la extracción de petróleo son generalmente motivados por el deseo del gobierno de capturar una parte del valor intrínseco del petróleo en el subsuelo. La diferencia entre el valor de mercado del petróleo extraído y los costos de exploración, desarrollo y extracción, incluida una tasa de rendimiento de capital, puede considerarse como un regalo de la naturaleza. Esta es la renta económica que es el objetivo de los impuestos especiales del petróleo, como el impuesto a los ingresos petroleros (PRT, por sus siglas en inglés) fijado en el Reino Unido.

La renta económica también puede verse como la diferencia entre los beneficios y el rendimiento de las inversiones que se requiere para atraer capital fresco y mantener la industria en marcha. Las utilidades económicas son simplemente los beneficios por encima del costo de capital. El PRT es esencialmente un cargo a las compañías petroleras por el derecho exclusivo de extraer y comercializar los recursos pertenecientes al propietario del recurso, en este caso al Reino Unido. Las alzas en el precio del petróleo de la década de los 70 incrementaron el valor de mercado del petróleo del Mar del Norte dado que los costos no aumentaron de igual manera; por tanto, los beneficios tanto contables como económicos se incrementaron considerablemente.



La división de la renta económica entre el gobierno, como dueño del recurso, y la compañía inversora en la extracción de petróleo, se negocia de acuerdo a cada situación. La negociación está esencialmente determinada por el tamaño del campo, la situación del mercado y las medidas fiscales, las cuales pueden tomar la forma de regalías, impuesto especiales o impuestos sobre la renta económica.

#### **4. Renta económica en la industria petrolera**

La extracción de petróleo genera importantes economías de escala, con costes unitarios que disminuyen considerablemente en función del tamaño del campo y del número de pozos de producción. La extracción de petróleo no es una actividad económicamente uniforme. En algunos de los campos petroleros el valor del petróleo extraído excede sustancialmente todos los costos relevantes y en otros, el valor del petróleo extraído apenas cubre los costos.

Todo gobierno productor de petróleo, incluido el Reino Unido, está preocupado respecto al *government take*, que se define como la participación del gobierno en los ingresos generados por las ventas de petróleo, así como las tasas, regalías e impuestos. El *government take* total es un concepto dinámico, varía con el movimiento de los precios del petróleo, tanto en su tamaño absoluto como en su parte relativa.

Las crisis del petróleo de 1973-1974 y 1979-1980 proporcionaron a las compañías petroleras ganancias inesperadas. La renta económica proveniente de la extracción de petróleo del Reino Unido se incrementó considerablemente; el petróleo adquirió mucho más valor para el propietario del recurso, el Reino Unido, y también para los inversionistas privados. El problema esencial se enmarca en determinar, dentro de un compromiso general, cuáles son las tasas de rendimiento razonables para los inversionistas petroleros privados y definir un sistema tributario para el sector petrolero que, por un lado, capture la renta económica de los campos grandes y, por otro lado, proporcione incentivos para la eficiencia y desarrollo en campos pequeños.

#### **5. Renta económica y petróleo del Mar del Norte**

En el Mar del Norte, en la fase previa al descubrimiento de petróleo en la década de los 60, la concesión de licencias y las condiciones fiscales fueron indulgentes tanto en el Reino Unido como en Noruega. Después de los descubrimientos realizados, las condiciones fueron más estrictas en ambos países. A mediados de los 70, con el impacto de los elevados precios del petróleo, se introdujo en ambos países una tributación especial para el petróleo y la incorporación del Estado en la actividad; estos fueron los medios para capturar la renta económica.

A inicios de 1980, la combinación de altos precios del petróleo y el aumento del tipo de cambio frente al dólar norteamericano incrementó la renta económica. Dichas condiciones económicas provocaron inversiones tempranas en la industria petrolera del Mar del Norte que resultaron mucho más rentables de lo previsto.

En la historia de la industria petrolera del Mar del Norte existe una coincidencia importante entre la dinámica de la industria y el nivel de precios del petróleo. Los inversionistas en el Mar del Norte se vieron altamente recompensados entre los años 1973-1974 por el incremento del precio del petróleo, que tuvo lugar en medio de la fase previa a la madurez. La persistencia de altos precios significaba que el petróleo del Mar del Norte producía una sustancial renta económica. Aunque el Reino Unido y Noruega introdujeron nuevos impuestos a la industria petrolera, no pudieron captar la totalidad del incremento de renta económica, como era su intención. A fines de los años 70, la región del Mar del Norte se había establecido como una de las más productivas del mundo para la industria petrolera, seguida sólo por el Medio Oriente en términos de tamaño de los campos y producción por pozo.

De 1985 a 1986 los precios del petróleo se redujeron aproximadamente a la mitad. El descenso del precio del petróleo en 1986 representó en Noruega una notable coincidencia con el avance de la madurez de la industria. Esto marcó el final de la enorme renta económica del Mar del Norte; los nuevos prospectos eran más pequeños y alejados o en aguas profundas, consiguiente con una tendencia a costos más altos y menor renta económica. Asimismo, el descenso del precio del petróleo en 1986 condujo a reducciones en los impuestos al petróleo en ambos países. Esto puso de relieve el carácter de los impuestos especiales al petróleo, los cuales son instrumentos fiscales destinados a la captura de renta económica.

## **6. El doble propósito de la tributación del sector petrolero**

Los gobiernos tienen un rol múltiple. Ellos son los propietarios de los recursos del subsuelo, otorgan concesiones y permisos para la exploración y eventualmente producen petróleo. Son los encargados de implementar el marco de políticas de desarrollo de los recursos, son los reguladores del sector y, además, son recaudadores de impuestos. Los gobiernos pueden obtener una renta económica anticipada por la concesión a través de subasta o pueden obtener un flujo de ingresos a través de la imposición de costosas condiciones de operación.

La principal preocupación para los gobiernos del Reino Unido y Noruega en las décadas de los 60 y principios de los 70 era encontrar petróleo y más tarde obtener una renta económica. Aunque la subasta es el método preferido de asignación de superficie en los EE. UU., en el Mar del Norte los riesgos técnicos y geológicos parecían ser incalculables. Era difícil pensar que mediante subastas se pueda generar renta económica, considerando las dudas geológicas que existían.

Con información completa, como se da en algunas regiones petroleras en EE. UU., las compañías petroleras ofertarán en teoría una cantidad igual a la renta económica descontada por el riesgo ajustado de la exploración.

En el Mar del Norte, cualquier renta económica futura tendría que ser capturada a través de la aplicación de impuestos. Esto equivale a un sistema de división de riesgo entre el gobierno, como propietario del recurso, y las compañías petroleras. Mediante la concesión de licencias, el gobierno asigna áreas con posibilidades de descubrimiento de petróleo. Las compañías de petróleo no pagarían anticipadamente por los derechos económicos, pero sí por los eventuales ingresos provenientes de ejercer esos derechos. Esta forma de compartir el riesgo entre las empresas petroleras y el gobierno como propietario del recurso implica que los términos deberían ser renegociados si las circunstancias cambiaran radicalmente.

La reflexión sobre la fiscalidad del petróleo en el Reino Unido y Noruega, en la década de los 70, significó un completo abandono de la filosofía impositiva convencional de los países industriales occidentales, que se basaba en la distribución de la renta a partir de la determinación de una tasa de rendimiento deseable para los inversionistas privados en una determinada industria.

En Noruega, la intención de crear el impuesto especial fue concebida para que el gobierno, como propietario de los recursos, obtenga el exceso de los beneficios contables de las petroleras. No existe precedente en la historia fiscal noruega a esta medida selectiva. El impuesto especial noruego fue diseñado exclusivamente para recaudar la renta económica de las actividades petroleras *off shore*.

En el Reino Unido, la introducción del PRT tampoco tuvo precedente. Se hizo evidente que no sólo se requería un nuevo sistema fiscal, sino que los impuestos se utilizaran para lograr una mayor participación del gobierno a fin de incrementar la renta económica que deriva de la extracción de petróleo.

En el Mar del Norte, a finales de los años 70, las utilidades por la extracción de petróleo incrementaron los



beneficios económicos por encima de la inversión requerida. Esto impulsó el desarrollo de nuevos regímenes fiscales del petróleo y el ajuste de las tasas impositivas a medida que subían los precios del petróleo. Tanto en Noruega como en el Reino Unido, los nuevos regímenes fiscales del petróleo se desarrollaron en negociaciones con las empresas petroleras. La industria no sólo aceptó el principio general de un *government take* especial en la renta económica procedente del petróleo del Mar del Norte.

Los impuestos al petróleo tienen dos propósitos. El primero es que son de carácter político. Un gobierno con una posición negociadora fuerte, como es el caso noruego, establece que el Estado obtendrá el 80% de todo lo que se extrae; entonces el inversionista tiene que contentarse con el 20% del flujo de ingresos, y ese es el punto de negociación. Esto se practica en muchos países; no existe una ley económica que indique qué participación tendría que tener el gobierno y qué parte tendría que ir a la industria privada, es un asunto de fortaleza definir quién puede vivir sin el otro. En este momento, en general, los gobiernos que exportan petróleo están en una posición negociadora muy fuerte.

El segundo propósito tiene más complejidades. Se trata de proveer incentivos a los inversionistas para que puedan desarrollar sus operaciones en una forma racional; ello significa disminuir costos gradualmente. Es un proceso tecnocrático y administrativo.

Combinar ambos propósitos es difícil y se presenta en todos los países, como si fuera una solución imperfecta. No se trata de elegir un emplazamiento perfecto, sino cuál es el que el país quiere tener.

El sistema tributario noruego para el sector petróleo se basa en un elevado impuesto marginal sobre el exceso de ingresos, con considerables deducciones de capital y gastos financieros. Contrariamente a lo que ocurre en el Reino Unido, que se focaliza en campos petroleros específicos, el sistema noruego tiene por objetivo toda la plataforma continental. Los costos de la exploración, desarrollo y gastos de operaciones se pueden transferir entre los campos, al contrario de lo que ocurre en el Reino Unido, que sólo permite la transferencia de los costos de exploración.

La carga fiscal para el sector petrolero noruego tiene una triple estructura: regalías, impuesto a la renta de las empresas y un impuesto especial. Esto representa un intento de captar la máxima renta económica de los ingresos brutos y netos, y el exceso de utilidad contable producto de las actividades petroleras en el ámbito de la plataforma continental.

Hasta 1992, año de la reforma fiscal, el impuesto a la renta de las empresas cuya alícuota era del 50,8%— fue el principal instrumento de captación de renta económica; el impuesto especial —cuyas alícuotas eran de 25, 30 y 35%, según el período— era de relativamente menor importancia. Desde la reforma fiscal, el impuesto especial, cuya alícuota subió al 50%, se ha convertido en el principal instrumento de captación de renta económica en comparación con el impuesto a la renta de las empresas, cuya alícuota se ha reducido al 28%.

El objetivo del impuesto especial noruego es capturar la renta económica, pero de forma indirecta, como exceso de utilidad contable para la empresa. La base imponible para el impuesto especial es prácticamente la misma que para el impuesto a la renta de las empresas, menos un descuento especial permitido para depreciar las inversiones de capital, más las deducciones por dividendos distribuidos, gastos de investigación supervisados por el gobierno, pérdidas por actividades foráneas y afiliados.

## 7. Los problemas básicos

Tenemos algunos dilemas básicos, por ejemplo, el elevado incentivo para la eficiencia económica. En algunos campos de gas nuevos, situados más arriba del Círculo Polar Ártico, en el mar Báltico, en un sitio denominado Blanca Nieves —lugar de operación que pertenece a la empresa petrolera nacional y en la que el gobierno tiene una participación directa— existe una competencia por capital, las compañías tienen una participación, pero el costo es alto. A través del sistema de impuestos, las reglas de depreciación y la participación del gobierno,

se obtiene más del 90% del total. Esto ilustra el problema de nuestro sistema: no incentiva suficientemente la exploración. Y a pesar de que todo en conjunto funciona muy bien, necesita algunas correcciones en este punto. Un impuesto marginal más bajo da mejores incentivos a la compañía.

La cuadruplicación de los precios del petróleo en el periodo 1973-1974 puso de manifiesto las deficiencias de los sistemas fiscales establecidos sobre la base de las regalías y el impuesto sobre la renta de corporaciones, para captar la renta económica. Para que las regalías sean eficaces en la obtención de la renta económica, las tasas tendrían que haber sido fijadas en un nivel que aliente el desarrollo de los campos petroleros más pequeños.

El impuesto a la renta corporativa grava a las empresas en toda la gama de actividades, y no así en actividades específicas y proyectos particulares. El impuesto a la renta corporativa es un instrumento fiscal distorsionado y de aplicación general. Se permite, e incluso se fomenta, la diversificación y la subvención cruzada de los proyectos con pérdidas compensadas por las ganancias en otros. Esto hace que el impuesto a la renta de las corporaciones sea una herramienta ineficaz para captar la renta económica de la producción de petróleo. El nivel general de dicho impuesto, alrededor del 50% de los ingresos netos después de deducir costos y regalías, se consideró insuficiente para captar la mayor renta económica procedente del petróleo.

El gran dilema al que se enfrentan tanto el Reino Unido como las autoridades noruegas en lo referido a la obtención de la renta económica petrolera es si optar por una carga tributaria sobre los ingresos brutos o los ingresos netos. Un sistema de tributación sobre los ingresos brutos, como un impuesto indirecto o un impuesto sobre las ventas, eventualmente incrementado por regalías sin ningún tipo de deducciones, sería una manera bastante eficaz para la obtención de la renta económica. Esta fuente de ingresos para el gobierno depende del éxito las operaciones petroleras de las compañías.

Las regalías e impuestos sobre ingresos brutos son regresivos y desalientan el desarrollo de campos pequeños, a través de una carga fiscal inicial, sin capturar toda la renta económica de campos de petróleo grandes. Incluso con una escala móvil, incrementos de regalías y otros impuestos sobre ingresos brutos tienden a tener efectos secundarios no deseados.

Para superar parcialmente este problema, Noruega ha venido aplicando un sistema de escala móvil de regalías. Las regalías en Noruega fueron incrementadas para los nuevos campos que comenzaron en 1987. En el Reino Unido, las regalías no se aplican a ningún campo cuya explotación haya sido aprobada a partir del 1 de abril de 1982.

Contrariamente, un sistema de tributación sobre los ingresos netos después de las deducciones de gastos es, por naturaleza, más progresivo. Esto proporciona incentivos para los pequeños campos en desarrollo, pero la capacidad de capturar la renta económica de campos grandes dependerá de la aplicación exacta y de una tasa impositiva progresiva. Dado que el impuesto a la renta corporativa se aplica a un tipo fijo, no sería eficaz en la obtención de la renta económica de los grandes campos de petróleo. Un impuesto sobre la utilidad contable resulta muy progresivo en la medida en que complementa el impuesto a la renta corporativa con la captura selectiva de la renta económica de los campos petroleros. La aplicación exacta y la tasa serán decisivas.

## **8. El impuesto a los ingresos petroleros (Petroleum Revenue Tax- PRT) del Reino Unido, como una forma de obtener la renta petrolera**

En el Reino Unido la Ley de Fiscalidad al Sector Petróleo de 1975 introdujo una separación, para efectos del PRT, entre las actividades de extracción de las empresas petroleras en el Mar del Norte y las actividades de las mismas empresas en otros lugares. En realidad el PRT es un impuesto sobre la producción, un recurso fiscal con



el objetivo de captar renta económica de los grandes campos de petróleo; es un pago por el derecho a extraer el petróleo que es de propiedad del gobierno británico.

El PRT es esencialmente un impuesto sobre un determinado flujo de caja, procedente de grandes campos de petróleo. Su base imponible no tiene ninguna relación con la contabilidad de las ganancias y pérdidas. De acuerdo con sus reglas únicas, el PRT grava los campos de petróleo, no a las compañías petroleras.

El PRT es cargado sobre una base de campo a campo, con una asignación para salvaguardar los campos más pequeños. Por las características de su diseño, su impacto es discriminatorio. Este impuesto no se basa en utilidades contables, sino fundamentalmente en el flujo de caja y las utilidades económicas.

Estas características han sido corroboradas por la experiencia a lo largo de la historia. El PRT ha sido fundamentalmente pagado por un pequeño número de grandes campos petrolero descubiertos en la década de los 70 y que ingresaron en fase de producción en la década de los 80. Estos son los campos que producen la mayor parte de la renta económica. El PRT fue afectado por el alto precio del petróleo a principios de la década de los 80 y por la posterior baja de los precios del petróleo a finales de los 80 y los 90.

En la obtención de renta económica del petróleo, el gobierno del Reino Unido tiene por objetivo gravar el flujo de caja o utilidad económica de campos de petróleo con un impuesto bruto sobre el petróleo, en tanto que el gobierno noruego busca gravar las utilidades contables de las compañías petroleras con un impuesto neto al sector petrolero. En el Reino Unido, el PRT ha sido una medida eficaz para la captura de renta petrolera de un número limitado de grandes campos de petróleo.

El sistema noruego, más completo, fue evidentemente más eficaz en la obtención de la renta económica cuando el impuesto especial se convirtió en la mayor parte del paquete fiscal.

En ambos países, el proceso político de aplicar un régimen fiscal especial para la industria petrolera no se limitó a la administración y a las comisiones parlamentarias; también se mantuvo amplias negociaciones entre los gobiernos y la industria petrolera. Al llegar a un acuerdo sobre el impuesto específico y los sistemas de tasas, hubo al menos un entendimiento tácito de las compañías petroleras que perseguían el objetivo de un retorno de la inversión después de impuestos.

## **9. La problemática en un mercado dinámico de petróleo**

En un mercado dinámico de petróleo, el propietario de los recursos, el Estado, tiene ideas discretas con respecto al rendimiento ajustado al riesgo que corresponde a las empresas. En algunas oportunidades el retorno puede ser más alto, tal vez del 30% e incluso mayor. El rendimiento para las empresas y los impuestos para el Estado son extremadamente sensibles a cambios en precios y costos. El alza del precio del petróleo ha hecho que existan ingresos extraordinarios en la actividad. Asimismo, desde el año 2004 se ha observado que los costos de inversión se han duplicado para el sector petrolero; el costo del cemento, del acero y de las perforaciones también ha tenido un incremento sustancial.

Las compañías que tenían licencias y que no habían desarrollado sus campos hasta ahora, con los altos costos de capital, ya no esperan los elevados ingresos y rendimientos que se podía obtener antes de 2004. El alza de precios es un asunto muy importante para el gobierno como propietario del recurso; si se quiere desarrollar un sistema de impuestos, se tiene que tomar esto en cuenta, ya que lo que se pretende hacer es tanto capturar la renta económica de los campos que fueron desarrollados y que son de altísimo retorno, como incentivar a que haya desarrollo de nuevos campos.

En el peor de los casos, el Estado recupera todo el ingreso; sin embargo, desincentiva la inversión. Aun en

EE. UU. ha existido un provechoso impuesto al petróleo y gas por lo menos en territorios federales. Por lo tanto, estos son temas simples pero muy delicados; el desafío es establecer una tasa de retorno que atraiga a los inversionistas pero no a muchos. Hoy los inversionistas privados del petróleo están comprimidos y no tienen tantos prospectos.

El segundo punto es elaborar un sistema de impuestos sólido, que pueda sostenerse pese a la variación de precios del petróleo. En los países de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) hay una combinación de regalías del 20% y del impuesto a los ingresos que oscila entre el 50 y el 80%. En Inglaterra existía un sistema triple: primero la regalía se consideraba como un costo que podía deducirse del impuesto a la renta corporativa, que era del 50%, situación que era lo suficientemente marginal como para incentivar la eficiencia, y era un impuesto al retorno por los réditos. Era una mezcla de emolumentos e impuestos que podían desarrollarse a partir de los ingresos de las empresas, lo cual podía crear enormes incentivos.

En Noruega ha sido mucho más sencillo. Se cuenta con una tasa de impuestos que se modifica de acuerdo a la variación de costos; el incentivo está ahí. Para modificar el impuesto el precio deberá situarse por encima de 200 USD el barril; por otro lado, con un precio por debajo de 50 USD el barril, se tendría que renunciar a muchos otros impuestos.

La participación estatal se utiliza en muchos países, no solamente como un medio para controlar la industria, sino como una manera de recaudar fondos. En Noruega el mecanismo es muy eficiente. Se puede mencionar, como aspecto histórico, que las primeras licencias, entregadas el año 1965, no preveían participación estatal. En la segunda generación de licencias, el año 1969, ya había participación gubernamental a una tasa del 35% y, con la aplicación de un impuesto, el gobierno consiguió gravar la actividad con impuestos y con una licencia para perforar y que fueran los operadores quienes llevaran todo el riesgo por la exploración.

Cuando se creía que un prospecto era comercialmente viable y que debía desarrollarse, el gobierno tenía una participación en bruto del 35% y adicionalmente un 35% a través de impuestos al ingreso bruto. Esto ha ido disminuyendo de acuerdo al campo. Todavía se cuenta con dicho mecanismo y es una de las principales fuentes de ingresos para el gobierno.

En Noruega los impuestos llegan al 78%, pero se tiene problemas de control de costos. La inversión de capital se ha visto incrementada, lo cual genera un mayor costo de depreciación, que alcanza casi al 70% de los impuestos, situación que resulta dañina. El problema con el tratamiento de la depreciación fue que se tuvo el mismo sistema desde 1965 hasta el año 2005, cuando se realizaron principalmente las siguientes modificaciones:

- Depreciación acelerada de capital por los primeros cuatro años.
- Crédito fiscal para los inversores recién llegados.
- Costos de exploración con intereses a futuro.
- Reembolsos en caso de retirarse luego de un fracaso exploratorio.

Inglaterra, por ejemplo, tiene una especie de sistema de protección: sólo se puede deducir los costos de exploración fuera de las fronteras. En Noruega, en cambio, es permitido consolidar todos los costos y todos los ingresos, otorgando así mayores incentivos a la expansión.

En el año 2004 surgieron propuestas para nuevas áreas y nuevos prospectos de exploración. Hubo fuertes movimientos e iniciativas en Noruega para presionar al gobierno a modificar el sistema de impuestos, conforme



el precio del petróleo subía a 50 USD el barril. Toda esa presión desapareció por el movimiento del mercado y el año 2005 el Ministerio de Finanzas preparó un nuevo sistema de depreciación de capital, aspecto que no debió ser modificado. Los nuevos inversionistas encontraron que les convenía y las empresas petroleras extranjeras llegaron a Noruega y empezaron a perforar, ya que en el fondo el Ministerio de Finanzas iba a pagar mucho de su riesgo. Estaba permitido consolidar los costos de exploración y si se encontraba algo, podía ser deducido del futuro flujo de caja y de los intereses calculados.

## 10. Los requerimientos noruegos

Un importante objetivo de la política del gobierno noruego, con relación al petróleo y al gas, ha sido y sigue siendo sentar las bases para el desarrollo de una industria competente y viable relacionada con el petróleo. De esta manera, el gobierno noruego tiene como supuesto el papel de agente económico, a través de una política industrial intervencionista que se basó en una fuerte tradición en Noruega. En épocas anteriores, la transferencia de experiencia en el extranjero y la acumulación de las operaciones nacionales eran elementos importantes en la política noruega para el petróleo. El país cuenta ahora con una industria petrolera competitiva, que abarca un gran número de proveedores noruegos, además de las operaciones en la mayoría de las etapas de la cadena de valor, desde la exploración, el desarrollo de la producción, transporte y refinación.

En 1970 muy pocos noruegos contaban con alguna experiencia en el sector petrolero y hubo mucha resistencia a ser dirigidos por extranjeros; por ejemplo, Mobiloil, que tenía grandes campos en Standfield, solamente contó con personal extranjero en un período inicial puesto que se había acordado entrenar al personal noruego en la compañía. Esta experiencia fue exitosa y se ha constituido en la base del desarrollo técnico noruego; ahora se cuenta con una enorme cantidad de recursos humanos.

La política de transferencia de conocimiento y entrenamiento al personal, iniciada en 1972, tenía por objetivo disminuir las brechas iniciales entre las habilidades de técnicos nacionales y extranjeros.

En 1972 se introdujo la obligatoriedad de utilizar bienes y servicios noruegos; esta política preferencial fue discontinuada en 1994 por los acuerdos con la Unión Europea.

La política de adquisiciones tuvo por objetivo asegurar parte de la cadena de valor para las empresas nacionales, con el fin de desarrollar tecnologías apropiadas y generar información y control. En términos generales, se puede considerar dicha política como exitosa pero costosa.

La política de provisión ha sido costosa, como resultado de la competencia restringida que se tenía. Todavía existe la norma que obliga al uso de bienes y servicios domésticos, lo cual hace que los costos se incrementen, a pesar del control de costos impuesto entre 1980 y 2000.

Lamentablemente dichas políticas, así como la de cooperación para la investigación y tecnología, fueron suspendidas en el año 1994. Sin embargo, a pesar de ello las compañías continúan haciendo mucha investigación y desarrollo.

## 11. Conclusiones

- El desarrollo petrolero le ha dado a Noruega una amplitud en política económica, con algunos riesgos.
- A mediados de los años 70, los ingresos anticipados por concepto de petróleo derivaron en políticas expansionistas, inflación y deudas; Noruega fue salvada por la revolución iraní, que provocó el alza

en los precios.

- A mediados de 1980, Noruega fue severamente golpeada por la disminución en el precio del petróleo; la recuperación tomó varios años.
- El fondo protege a Noruega de los riesgos del precio del petróleo en el mercado, en la medida en que los políticos respeten las reglas.



# **Los principios del buen gobierno en el sector petrolero**

Isabelle Rousseau

## **1. Presentación del proyecto**

Chatham House (Inglaterra) y el Centro de Energía, Petróleo y Política Mineral en Dundee (Escocia) desarrollaron principios para el buen gobierno del sector de los hidrocarburos en países exportadores de petróleo con una compañía estatal de petróleo (NOC, por sus siglas en inglés). Este proyecto fue liderado por Valérie Marcel. El grupo incluyó a grandes especialistas, como John Mitchel y Paul Stevens, así como a Willy Olsen, Keith Myers y Glada Lahn. En la segunda fase del proyecto (en 2006), se vincularon dos especialistas de la política petrolera mexicana; una de ellos expone hoy el tema.

Este proyecto planteó como meta desarrollar una serie de principios —*bench marking*— que ayuden y orienten a los tomadores de decisiones en los países productores a conseguir el mejor beneficio socioeconómico posible. Paralelamente, se buscó constituir un foro que reúna a los representantes de los países productores —tanto a los ministros de hidrocarburos como a las compañías petroleras— de manera que pudieran intercambiar sus experiencias y puntos de vista.

Para muchos países en vías de desarrollo, el petróleo y/o el gas natural son las fuentes principales de sus ingresos. Asimismo, el buen gobierno del sector puede influir en la economía, el desarrollo social y la estabilidad política, contribuyendo a generar riqueza y crear una economía enfocada al desarrollo sustentable (crecimiento económico con atención especial al desarrollo social y medio ambiental).

Adicionalmente, en un momento de altos precios de los hidrocarburos, la cuestión del gobierno de la industria y de la empresa corporativa toma una especial relevancia por la dependencia que tienen estos países en la renta petrolera y por la volatilidad de los precios. Además, muchos de ellos experimentan dificultades especiales para manejar eficientemente y con transparencia los ingresos petroleros (gasíferos), ante la liberalización económica y por las presiones que ejerce la industria petrolera en el ámbito internacional.

En muchos aspectos, este proyecto es una propuesta original. Fue desarrollado por los propios productores y recoge su experiencia y sus aspiraciones. El equipo que ideó el proyecto no hizo más que conducirlo; los que lo armaron fueron los países productores. Asimismo, el proyecto es enriquecido constantemente por los seminarios que Chatham House implementa en los países que así lo requieren.

Además, este estudio cumple una función única; no existen estándares a nivel internacional con relación al buen gobierno del sector petrolero (gas natural). Se han desarrollado criterios y documentos para fomentar la transparencia financiera, los cuales no responden a iniciativas de los países productores y tampoco han sido implementados por los mismos; por ejemplo: EITI (Extractive Industries Transparency Initiative) del Fondo Monetario Internacional (FMI) y PWYP (Publish What You Pay) del Banco Mundial (BM).

Finalmente, este proyecto no pretende imponer una manera universal de gobernar el sector petrolero (gasífero): según su contexto político, económico, cultural e industrial, cada país tiene un arreglo institucional y organizacional particular.



Esas son las principales características, la originalidad y el aporte de este proyecto desarrollado por el equipo de Chatham House.

## **2. Principios y conceptos del buen gobierno**

El equipo de Chatham House efectuó tres talleres en Londres, donde se reunieron 23 países productores de petróleo y de gas natural. Se trató de determinar las funciones, los actores y los principios que son más o menos universales, es decir que existen independientemente del contexto histórico, cultural, económico o político de cada país.

Se determinó la existencia de cuatro funciones principales.

- La política petrolera: es la elección y la definición de las grandes orientaciones, de las metas y los objetivos principales a nivel nacional. Se trata de definir, por ejemplo, las cuotas de producción, de exportación, el papel de la iniciativa privada en el sector, cómo promover el empleo, la industria local, etc.
- Las estrategias: son la traducción de las políticas en planes y en programas operativos. En otros términos, se trata de ver cómo responde el sector petrolero a esas metas nacionales. Es importante distinguir la política petrolera de las estrategias. Frecuentemente, hay una confusión entre ambas.
- Las operaciones: es la implementación de las políticas, planes y programas. Por ejemplo, saber cómo conducir las operaciones de corto plazo de la industria.
- Regulación y monitoreo: se trata de determinar cuáles son las entidades y los mecanismos que aseguran que se van a respetar las reglas, las metas y los objetivos nacionales, es decir, el rumbo de la política petrolera.

Existen tres tipos de actores en los países productores de petróleo donde hay NOC.

- Los actores gubernamentales: el Ejecutivo, los ministros, el banco central, los reguladores, las agencias de regulación, las instituciones y autoridades locales y regionales.
- La sociedad: tiene un papel fundamental, a través del Congreso, los medios, y, eventualmente, las ONG y otros grupos de la sociedad.
- Los operadores e inversionistas (de las compañías nacionales y/o internacionales), el sector privado local y las instituciones financieras.

Asimismo, se establecieron cinco principios fundamentales para gobernar de manera óptima la industria de los hidrocarburos. Estos principios articulan funciones y actores con relación a los retos, los desafíos y también los riesgos que pueden existir.

## **3. Los cinco principios de buen gobierno de las NOC (National Oil Companies)**

Durante el primer taller realizado en Londres se determinaron los siguientes principios rectores para conseguir un buen manejo de la empresa y de la industria.

### **Claridad en objetivos, roles y responsabilidad**

Este primer principio establece que, para cada política, estrategia, decisión operativa o monitoreo es necesario definir la entidad responsable, los alcances de su responsabilidad y el tipo de resultados que se busca.



Es un principio fundamental. En efecto, el Estado cumple varios papeles a la vez: es dueño, regulador, operador y hasta autoridad hacendaria. En ausencia de claridad entre todos estos papeles, se da una gran confusión que suele generar costos económicos muchas veces elevados, agendas en conflicto, duplicación de esfuerzos (entre la compañía petrolera y el ministerio de hidrocarburos). También puede llevar a una parálisis en la implementación de la política.

En este marco, son muchas las definiciones que las entidades tienen que hacer:

- En términos de política y estrategia, los roles del ministerio de energía (hidrocarburos) y el de la empresa nacional de petróleo deben estar definidos claramente. Es necesario saber quién debe llevar a cabo la política petrolera y quién se encarga de definir las estrategias.
- Es muy importante identificar al regulador: puede ser la compañía petrolera, una agencia especializada o el ministerio de hidrocarburos. Esta definición es clave sobre todo para los países que tienen un monopolio de Estado y que tratan de abrir su sector a las inversiones del sector privado.
- Definir el papel de las compañías petroleras nacionales. Por esencia, las NOC cumplen dos funciones: por un lado, una misión nacional y social y por el otro, una función petrolera, es decir comercial.
- El papel de las compañías internacionales de petróleo. También debe estar definido en cuanto a sus obligaciones contractuales, legales y la responsabilidad social que eventualmente deben llevar a cabo.
- Finalmente es necesario determinar cuál debe ser el papel del congreso o de la opinión pública.

Los diferentes actores pueden compartir diferentes roles y papeles. Sin embargo, uno de ellos prevalece.

#### *(a) Influencia del contexto nacional*

Se menciona la relación que entretienen el gobierno y la compañía petrolera. Por naturaleza, es una relación asimétrica: el gobierno define las reglas del juego es decir, la política petrolera. Sin embargo, la compañía es la que realmente posee la información técnico-comercial y la capacidad de evaluar.

Encontrar una manera más o menos balanceada de respetar funciones no es muy fácil. El problema es que si la compañía petrolera domina el proceso, se convierte en un estado dentro del Estado y podría ser un obstáculo para definir los objetivos del gobierno.

#### *(b) División de los poderes (relación entre el Ejecutivo y el Legislativo)*

En él predominan dos sistemas de gobierno: el parlamentario y el centralizado. En el primer caso, el gobierno propone y el Parlamento decide. En términos de buen gobierno, esto tiene aspectos positivos: supone un debate entre el gobierno y la sociedad acerca de los objetivos más apropiados. Incrementa la legitimidad política de las decisiones. Sin embargo, si las decisiones son muy técnicas, el debate puede retrasar la toma de decisión. Por otro lado, en los sistemas centralizados, la toma de decisión descansa en un actor principal (el ministerio del petróleo, el consejo de la empresa nacional de petróleo o el consejo supremo) En ese caso, se logra una mejor división del trabajo; sin embargo, las decisiones carecen de una total legitimidad política.

#### *(c) Grado de dependencia de la economía en relación con el petróleo*

A mayor dependencia del gobierno con relación a la renta petrolera, mayor tentación para controlar los resultados financieros del sector mediante la compañía operadora: esta es una regla clave.



## **Capacidad de acción**

Este segundo principio es un tema esencial: involucra a los operadores y a los reguladores. Cada entidad debe poseer los medios necesarios a nivel financiero, en términos de autoridad, en términos de información y de profesionalismo, para ejecutar los papeles que le fueron asignados.

Los temas centrales para la construcción de una verdadera capacidad de acción son:

### **La empresa nacional petrolera, NOC**

La compañía nacional tiene un reto fundamental: balancear sus metas nacionales y sus metas comerciales. ¿Hasta dónde tiene la posibilidad de llevarlo a cabo? Esta es la verdadera pregunta.

- Relaciones fiscales y presupuestales entre la NOC y el gobierno/Estado. Es muy importante el arreglo fiscal que tiene la compañía petrolera con el gobierno, en particular con la autoridad de hacienda. El régimen fiscal nunca debe ser un obstáculo para que la compañía nacional pueda implementar su cartera de proyectos y de compras. Siempre debe tener una autonomía parcial financiera: la dependencia del presupuesto conlleva problemas a nivel de la gerencia e implica la politización indeseada de la gestión de la misma empresa.
- Incentivos para un mejor desempeño. Es necesario contar con leyes y normas acordes a las características del sector industrial: es decir, una ley de obras públicas, de adquisiciones y servicios conexos que son propios del sector energético. Cuando ellas no existen, surgen problemas.

También el contrato laboral debe preservar cierto tipo de flexibilidad en una industria que es muy cambiante sin que, por ello, se menosprecie los derechos de los trabajadores. Debe buscarse un arreglo con el sindicato; evidentemente esto involucra un trabajo político muy difícil y delicado.

El profesionalismo aplica criterios de selección del personal para ser sometido a prueba.

### **El regulador**

El regulador debe tener autoridad legal para ejercer su poder, así como recursos y autonomía financiera para llevar a cabo su papel y no depender del presupuesto. Por otro lado, es indicado propiciar el profesionalismo y capacitar al personal en cuestiones que son novedosas. También se recomienda otorgar a la agencia reguladora la capacidad para sancionar a los diversos actores.

## **Desarrollo sustentable**

Es el principio más importante. Es un tema crucial para definir y elegir la política petrolera o gasífera. Las preguntas son: ¿cómo combinar la misión nacional y social con la misión comercial? y ¿cómo el sector puede contribuir a un desarrollo sustentable en lo económico, lo social y lo medioambiental, sin dejar de ser comercialmente redituable?

Obviamente los papeles son distintos si se trata del Estado o del gobierno y de las empresas nacionales o internacionales.

### **El papel del Estado o el gobierno**

El reto mayor consiste en propiciar una gestión adecuada de la renta petrolera, evitando que se canalice al gasto corriente.



En términos económicos es esencial asegurar la estabilidad fiscal sin reducir el margen de acción de la paraestatal. Es importante tener una política de planeación para evitar la enfermedad holandesa. Paralelamente, se recomienda fomentar la economía no petrolera a través de una política de empleo y de compras locales. El tema es promover la capacitación, la transferencia de la tecnología y la diversificación de la economía.

En el plano social debe existir un compromiso, enmarcado en la política definida por el gobierno, con la educación a nivel interno y externo del sector. Eventualmente, se puede promover el bienestar social al subvencionar los precios de los hidrocarburos. Esto no carece de riesgos: una subvención demasiado generosa elimina o no favorece la competencia.

Finalmente, en el campo medioambiental, es necesario que haya reglas e instancias (con poder para sancionar) para evitar el daño del entorno (medioambiental y comunitario).

### ***Para las compañías petroleras (nacionales e internacionales)***

La búsqueda del desarrollo sustentable corresponde a lo que se suele llamar la CSR, “responsabilidad social corporativa” (*Corporate Social Responsibility*). En realidad esta misión concierne principalmente a las compañías internacionales que suelen participar en acciones para mejorar la infraestructura en las regiones en las que trabajan. Sin embargo, deben cuidar en cada momento que las obras que emprenden no dupliquen los programas gubernamentales.

En sí, la compañía petrolera nacional no tiene esa misión; sin embargo, algunas lo hacen, como Sonangol (Angola) o Petróleo de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA). Hay un riesgo de claridad y de transparencia: a veces, el dinero que entregan las empresas nacionales para las regiones puede favorecer a poderes y líderes locales.

### ***Rendición de cuentas (toma de decisiones y desempeño)***

La rendición de cuentas en la toma de decisiones y en el desempeño es el corazón del buen gobierno. Brinda la seguridad a la sociedad de que hay una vigilancia eficaz sobre el desempeño del sector que permite detectar las malas prácticas y, eventualmente, la corrupción. Pero también es un reto porque se necesita construir mecanismos, es decir entidades, leyes y reglamentos que obliguen a las instituciones y a los individuos a rendir cuentas. Esto con el propósito de realizar una evaluación objetiva de su desempeño. Es importante que estas instituciones tengan capacidad de acción (mecanismos de sanción).

En el sector petrolero (gasífero), normalmente los operadores deben rendir cuentas a los accionistas. En el caso de las compañías nacionales el gobierno representa a la nación; a su vez, el gobierno debe rendir cuentas a la sociedad. Este principio de rendición de cuentas tiene que ver con las funciones de regulación y de monitoreo. Aquí, los diversos actores también tienen obligaciones diferentes respecto a esa función.

### **Construcción de una rendición de cuentas efectiva**

#### ***El regulador***

Potencialmente existen cuatro entidades que pueden asumir el monitoreo: la compañía nacional (no es la más indicada), el ministerio, el Congreso o una o varias agencias de regulación.

- Autorregulación: es cuando la compañía nacional asume el papel del regulador, además de ser operador. Se autorregula, de alguna manera. Lo puede hacer porque tiene mayor conocimiento técnico, mayor información, mayor *expertise*. Sin embargo, la mayor parte del tiempo, las compañías petroleras no tienen la capacidad suficiente para separar y distinguir claramente sus dos papeles:



operador y regulador. Por lo tanto, lo más aconsejable es que esta función sea entregada a agencias de regulación.

- Agencias estatales de regulación: puede ser el ministerio de energía, de petróleo, o eventualmente el Congreso o los reguladores. Los temas importantes en este aspecto son: la construcción y el desarrollo de estándares, de criterios para medir el desempeño de la compañía petrolera. Es una tarea difícil porque la construcción de un *benchmarking* depende de los contextos políticos y geológicos. Por otra parte, es imprescindible precisar los criterios a partir de los cuales se va a medir el desempeño de una compañía nacional. Puede ser a partir de los ingresos de la compañía, la producción de barril por trabajador o su aportación a los programas sociales. Cualquiera sea el criterio que se elija, siempre se va a descuidar otros aspectos, por ejemplo, los de seguridad industrial, de tecnología o de medio ambiente.

Cada elección implica una serie de problemas. Lo más indicado es crear incentivos para una mejor rendición de cuentas y también para moderar la resistencia de ciertos actores (la compañía nacional) a fomentar, alentar la publicación de resultados, así como incentivar el desarrollo de mecanismos de mercado y de competitividad.

Otra manera es educar —tener programas de educación— para profesionalizar a las agencias de regulación, protegerlas de los impactos políticos y fomentar la autonomía presupuestal de esas agencias y su capacidad de sanción.

- El Congreso, en la medida en que la regulación es un factor importante para construir la confianza en el sistema político, es importante que el regulador rinda cuentas ante el congreso. El gobierno tiene que construir un arreglo institucional para otorgar una real capacidad de acción al regulador y a los operadores, y para que ambos entreguen cuentas claras y transparentes de su desempeño técnico y financiero.

### ***El gobierno***

El gobierno debe construir el arreglo institucional que dé una capacidad de acción real al regulador (financiera, técnica, legal) para propiciar una clara definición y diferenciación entre el papel del regulador y el papel del dueño (define la política petrolera o gasífera): ministerio de energía/agencia de regulación.

### ***Los operadores***

Deben entregar cuentas claras y transparentes de su desempeño técnico y financiero.

### ***Transparencia en la información***

Este último principio es la base de la confianza, asegura que los actores posean, en el momento indicado, la suficiente información para permitir una adecuada rendición de cuentas y un desempeño eficaz. Hay dos tipos de transparencia: una transparencia interna al sector y una transparencia externa (hacia la opinión pública). El riesgo mayor es que una entidad concentre toda la información.

### ***Construcción de la transparencia en la información***

La transparencia interna implica la transparencia de los datos entre el gobierno, el ministerio de energía y el operador en cuanto a los ingresos petroleros, las compras, la producción por pozos (no siempre los ministerios están enterados) y las licitaciones. Es vital fomentar, crear incentivos para lograr mayor transparencia. Por supuesto, la bolsa y la emisión de bonos en el mercado internacional son incentivos muy directos y muy efectivos.



En cuanto a la transparencia externa al sector, hay dos rubros. Por un lado, se incrementa la estabilidad social. En efecto, como propietaria, la nación tiene el derecho a conocer el estado de sus recursos. También permite desarrollar la credibilidad del sector en el ámbito internacional. Tal transparencia no siempre es posible si hay una obligación de confidencialidad en algunos datos. En tal caso, se recomienda explicar y justificar ante la población las razones de esta confidencialidad.

Estos grandes principios han sido desarrollados por 23 países exportadores de petróleo y gas natural. Se enriquecen en los seminarios que el grupo de Chatham House ha implementado (en varios países) desde el final del proyecto. Durante estas sesiones, los participantes brindan nuevas experiencias y nuevas visiones. En este sentido el documento sobre el buen gobierno es un “documento que vive”.





## Gestión de rentas hidrocarburíferas





# La experiencia de América Latina en la distribución de la renta de los hidrocarburos

*Humberto Campodónico*

La experiencia en la generación y distribución de la renta de los hidrocarburos en América Latina fue analizada en un estudio realizado por encargo de la División de Recursos Naturales e Infraestructura de la Comisión Económica para América Latina (CEPAL). En el estudio se tomó en cuenta a cinco de los países más importantes en producción petrolera de la región: Venezuela, México, Brasil, Ecuador y Argentina.

## 1. *Los países petroleros de la región*

- Venezuela tiene las reservas de petróleo más importantes de la región, con 80.000 millones de barriles (MMB) a 2006. Además posee importantes reservas de petróleo pesado y extra pesado en la Faja del Orinoco, las mismas que ascienden a 270.000 MMB
- México es el segundo país con las mayores reservas, con 11.800 MMB a diciembre de 2005. Existen 8.000 MMB adicionales que no se pueden contabilizar porque Petróleos de México (PEMEX) no tiene la capacidad para desarrollarlas. PEMEX cotiza en la bolsa norteamericana y, en este marco, sólo puede registrar las reservas que puede desarrollar en este momento.

## 2. *Metodología del estudio*

- Brasil es el tercer país con mayores reservas, las cuales alcanzaban los 11.800 MMB a 2006. Los descubrimientos posteriores —al parecer se trataría de megayacimientos— probablemente modifiquen esta situación y cambien la geopolítica energética de la región y quizás del mundo. La producción durante el año 2006 se mantuvo cerca de los 2 millones de barriles diarios (MMBD).
- En el caso de Ecuador, este país contaba para el año 2005 con reservas de aproximadamente 4.600 MMB, de las cuales 3.780 MMB pertenecen a la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador (PETROECUADOR).
- Argentina, para el año 2005, tenía reservas de 1.990 MMB. Cabe aclarar que las reservas de petróleo (y de gas natural) están declinando desde hace varios años.

La investigación tuvo como objetivo conocer cuánto se genera y cómo se distribuye la renta petrolera. El estudio sobre la generación de la renta fue efectuado en función a una metodología que define a la renta de los recursos naturales como la diferencia entre el valor del precio internacional menos los costos de producción de los hidrocarburos. Se ha considerado que la renta que se genera en cada país tiene como punto de partida el supuesto que toda la producción se vende a precio internacional. Bajo este criterio de valoración, se trata de explicar cuánto es lo que se genera desde el punto de vista del costo de oportunidad.

## 3. *Costos de producción*

Para definir los costos de producción, se utilizó la metodología del Departamento de Energía de los Estados



Unidos (Energy Information Administration). Esta metodología, que no incluye los costos financieros, comprende los siguientes:

- Costos de exploración, extracción y producción (*cash cost*).
- Costos administrativos y la depreciación (costo de la gerencia y del componente administrativo, más la depreciación de la inversión realizada).

Esta metodología también fue utilizada por la Conferencia de las Naciones Unidas para el Desarrollo (UNCTAD) en el Informe sobre Comercio y Desarrollo 2005 (*Trade and Development Report*). La información, que enriquece el estudio, proviene de instituciones oficiales de los países y de los informes anuales y reportes financieros de las empresas productoras.

Entonces, si al volumen producido, valorado al precio internacional estimado de exportación, le restamos el costo, se obtendrá la renta petrolera que se genera en el país. Una vez obtenida esa renta, se determinará cómo se la obtuvo, vale decir si es producto de los impuestos, regalías, utilidades, y también se establecerá cómo se distribuye.

#### **4. Marco de referencia: las reformas neoliberales de los 90**

En los años 90, en América Latina se realizó una serie de reformas cuyo objetivo general fue atraer inversiones, sobre todo extranjeras. Esto se tradujo en una variedad de incentivos, así como en la privatización de muchas empresas públicas.

Sin embargo, en el sector petrolero el comportamiento fue distinto, ya que las empresas se mantuvieron bajo control estatal con el objetivo de continuar apropiándose de la renta petrolera, excepto en Argentina, Bolivia y Perú, donde se privatizaron total o parcialmente las empresas estatales de petróleo. En Argentina se privatizó totalmente Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), que fue vendida a Repsol. En Bolivia se capitalizó YPFB, la misma que fue dividida en varias empresas, otorgándose el 50% de las acciones y el control de cada una a compañías privadas; el otro 50% quedó en manos del Estado a través de toda una serie de dispositivos financieros. En Perú se privatizaron absolutamente todos los campos petroleros, Petróleos del Perú (PETROPERU) tenía dos campos muy importantes, uno en la selva norte amazónica y otro en Talara, en la costa norte. De las dos grandes refinerías existentes, se privatizó la más importante, la Pampilla, en Lima. También se privatizó todas las terminales de abastecimiento y toda una serie de actividades. En este momento, PETROPERU solamente tiene la refinería de Talara y el oleoducto norperuano, que transporta el petróleo desde la selva hasta la costa.

En los demás países, casi todas las empresas estatales —PEMEX, ECOPETROL y PETROBRAS— fueron modernizadas. En el caso de PETROECUADOR, se mantuvo el control estatal. En Chile, donde casi no se produce petróleo, las dos refinerías estatales no fueron privatizadas; al contrario, la Empresa Nacional de Petróleo (ENAP), a través de su filial SIPETROL, realizó inversiones en el Perú, Ecuador, Argentina e incluso en algunos países del Asia.

En resumen, en el sector petrolero de América Latina no se privatizaron las empresas, salvo en Argentina, Bolivia y Perú, con las especificaciones mencionadas.

#### **5. Los cambios desde el año 2000**

Los incentivos que se dieron en la década de los 90, que van desde la privatización a la mejora de las condiciones para recuperar las inversiones a través de depreciaciones aceleradas, rebaja de regalías y facilidades para un libre manejo de los combustibles, dieron como resultado el incremento de inversiones. Pero desde el año 2000 se comenzó a percibir que buena parte de la renta se quedaba en manos de las empresas, y los gobiernos de casi todos los países de la región emprendieron reformas que tuvieron como objetivo una mayor participación del Estado en las rentas de los recursos naturales.



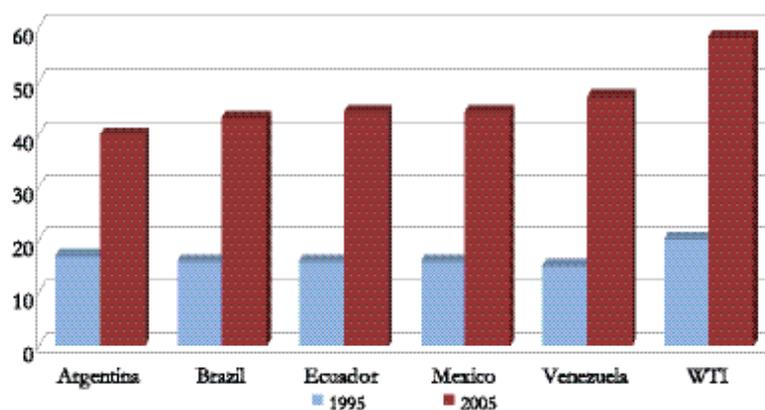
## 6. Estimación de la renta petrolera

### Cálculo de la generación y distribución de la renta petrolera

No existe mucha diferencia entre los precios de exportación, casi todos son parecidos, siguen la misma tendencia. En el caso de los países que tienen un petróleo de mejor calidad los precios se aproximan al West Texas Intermediat (WTI), que es el precio de referencia en EE. UU. y que, por ser de una mejor calidad, tiene un valor más alto que el de otros países.

En el gráfico 1 se muestra los precios de exportación de cada uno de los países seleccionados para este estudio, expresados en USD por barril. Se compara el precio del año 1999 con el del año 2005. En el momento que se hizo el estudio, el precio estaba cercano a 60 USD por barril, muy por debajo del precio actual.

**Gráfico 1**  
Precios de exportación (en USD/barril)

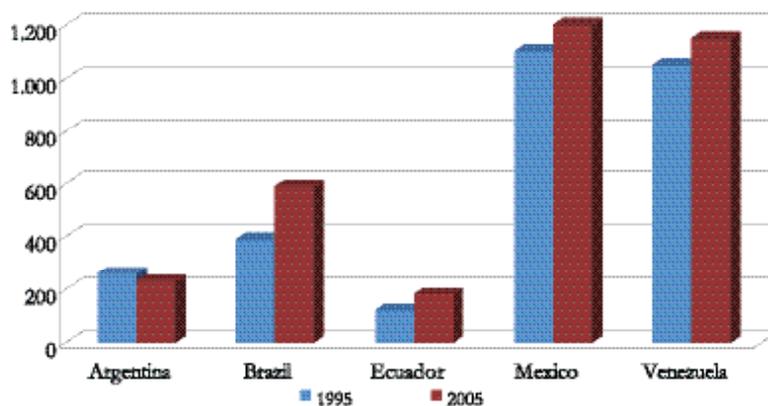


Fuente: Humberto Campodónico.

Como se observa en el gráfico 1, no existe gran diferencia en cuando a precios de exportación; sin embargo, sí en lo referente a producción de petróleo.

La producción, en millones de barriles, muestra que los países con mayor producción son México y Venezuela, seguidos por Brasil; este último ha aumentado aun más su producción desde esa época. Luego se menciona a Argentina y Ecuador con volúmenes más pequeños. Para obtener los barriles diarios, la producción total se divide entre 365 días (ver gráfico 2).

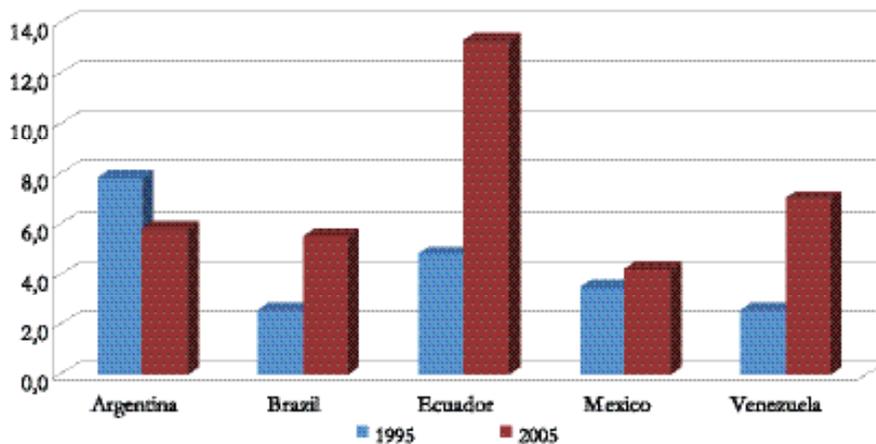
**Gráfico 2**  
Producción de petróleo (en MMB)



Fuente: Humberto Campodónico.

Los costos de producción en dólares por barril son diferentes. Por ejemplo, en Argentina en el año 1999 éstos estaban alrededor de los 8 USD por barril y bajaron hasta algo menos de 6 USD; en Brasil, por el contrario, aumentaron; no hay que olvidar que la mayor parte de su producción es *off shore*. En Ecuador los costos de producción tuvieron un incremento mayor; por su parte, en México los mismos son relativamente bajos. Finalmente, se observa que en Venezuela los costos de producción subieron, este fue uno de los motivos por los cuales el gobierno venezolano tomó medidas para asegurar una mayor porción de la renta petrolera (ver gráfico 3).

**Gráfico 3**  
Costos de producción (en USD/barril)



Fuente: Humberto Campodónico

Si se compara estos costos de producción con el precio del petróleo actual, se observa una gran diferencia. En el gráfico 1 se tiene precios de 50 y 60 USD por barril, pero actualmente, cuando el precio del petróleo ronda los 120 USD por barril, se observa una diferencia entre 10 e incluso 12 veces con los costos de producción.

## 7. Altos costos de producción

### Caso venezolano

Venezuela tiene tres formas de explotación de petróleo:

- (a) *Petróleo propio*: los campos bajo el control de PDVSA tienen los costos de producción más bajos.
- (b) *Convenios operativos con otras empresas*: tienen los costos de producción más altos; sin embargo, se trata de yacimientos marginales que requieren hacer inversiones mayores para poder obtener el petróleo. La producción de esos campos no es muy importante. Cuando se hizo la modificación, en el año 2003, el gobierno venezolano determinó que esos convenios operativos eran contratos de servicios. Anteriormente la retribución a las empresas estaba atada al precio del petróleo. Según el criterio del gobierno de Venezuela, como se trataba de contratos de servicio, las empresas no tenían por qué beneficiarse del alza del precio del petróleo. Ese fue uno de los motivos por los cuales ahora Venezuela pasó a tener la mayoría, incluso en esos contratos operativos.
- (c) En la Faja del Orinoco los costos se acercan a 10 USD por barril por las características del petróleo, que es extra pesado y requiere de mayores inversiones para su explotación. Esa es la razón por la cual los costos de Venezuela son un poco más altos. La producción de PDVSA es más o menos de 1,7 MMBD, mientras que cada uno de los convenios operativos y la producción de la Faja del Orinoco tiene como 500 mil barriles diarios y la mayor parte de la producción sigue siendo de PDVSA.

### Caso ecuatoriano

En Ecuador los altos costos de producción se deben, sobre todo, a las empresas privadas, las que a su vez atribuyen estos elevados costos a las inversiones realizadas. Por otra parte, durante los años 2001-2002 Ecuador



tuvo fuertes presiones inflacionarias, por lo que optó por utilizar el dólar americano y dejar la moneda nacional, el Sucre. No obstante, el gobierno actual recomendó una auditoría a las empresas porque los costos parecían demasiado altos.

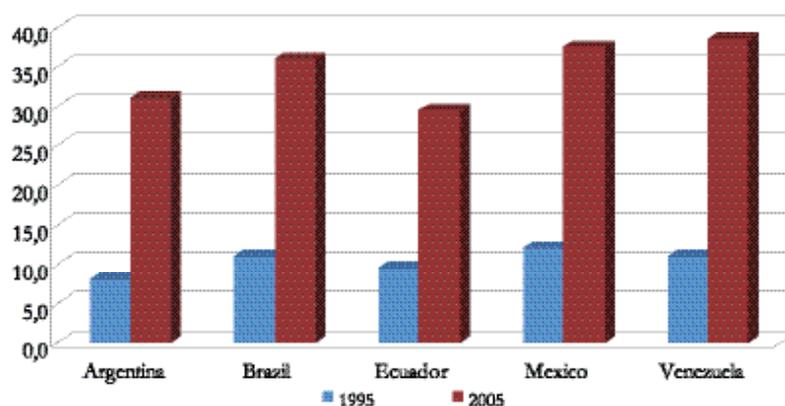
PETROECUADOR, por su lado, no invirtió en los últimos años porque, entre otros problemas, la mayor parte de sus ingresos son transferidos directamente al gobierno y además tiene que explotar campos marginales.

La participación en la generación de la renta petrolera en el Ecuador aumentó para las empresas privadas y disminuyó para PETROECUADOR. Esta tendencia se revirtió en el 2006-2007 debido a que se rescindió el contrato con Occidental, la misma que ahora está siendo operada por PETROECUADOR. Desde el punto de vista de la generación de la renta, al año 2005 el peso de las empresas privadas era mayor.

## 8. Renta petrolera

La renta petrolera en dólares por barril, entendida como la diferencia entre el precio internacional y los costos de producción, varía entre los países (ver gráfico 4).

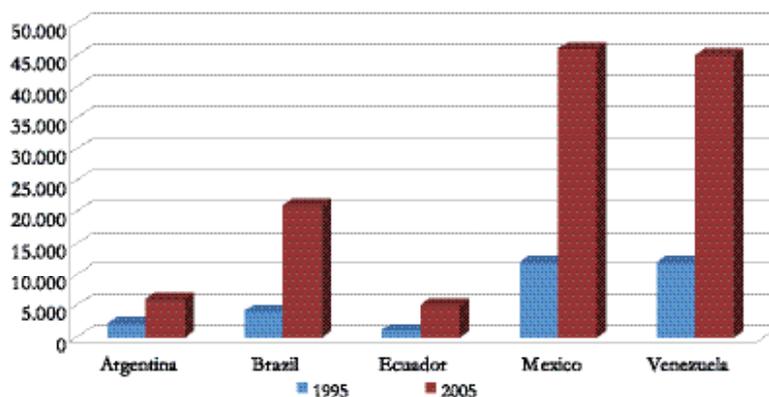
**Gráfico 4**  
Renta petrolera (USD/barril)



Fuente: Humberto Campodónico.

Si esa renta generada se multiplica por la producción, se tiene el resultado total en millones de dólares. Por ejemplo, México y Venezuela, desde el punto de vista de generación de renta, en el año 2005 tenían una cifra similar: alrededor de 45 mil millones de USD. Hoy esa cifra, cuando los precios están cerca de 120 USD por barril, ha aumentado sustancialmente. Argentina tiene una menor cantidad en renta generada porque tiene una menor producción, al igual que Brasil y Ecuador (ver gráfico 5).

**Gráfico 5**  
Renta petrolera (USD millones)



Fuente: Humberto Campodónico.

## 9. Régimen tributario petrolero

En función a la legislación de los cinco países objeto de este estudio, el régimen tributario petrolero que rige en los mismos se resume de la siguiente manera:

- El impuesto a la renta oscila entre el 27 y el 35%.
- Ninguno de los países tiene un impuesto a la distribución de utilidades.
- El impuesto a las exportaciones existe sólo en Argentina, vigente desde el año 2001, y se constituye en un ingreso adicional del gobierno.
- Los porcentajes de las regalías son variables, oscilan entre el 0,5 y el 33%, y en algunos casos con regímenes diferentes, como el Brasil (entre 0,5 y 10%). En México no existen regalías.
- El régimen especial para la empresa estatal existe en Ecuador, México y Venezuela, no así en Argentina y Brasil (ver tabla 1).

Tabla 1  
Renta petrolera (USD millones)

RÉGIMEN TRIBUTARIO PETROLERO					
	Argentina	Brasil	Ecuador	Mexico	Venezuela
Impuesto a la Renta	35%	34%	25%	27%	34%
Impuesto a la distribución de utilidades	No	No	No	No	No
Impuesto a las exportaciones	45%	No	No	No	No
Regalías	12	0.5-10	12.5 - 18.5%	No	33%
Régimen especial para la empresa estatal	No	No	Sí	Sí	Sí
Depreciación Acelerada	Varía	No	5 años	No	No

Fuente: Legislación de los países.

En lo que se refiere al régimen especial para las empresas estatales, en Ecuador el gobierno se apropia de la mayor parte de los ingresos petroleros que genera PETROECUADOR y sólo le devuelve los costos de producción y una parte para inversión. Este régimen es desfavorable para la compañía petrolera.

En México la situación es parecida: el 60,8% de los ingresos que genera PEMEX es para el Estado, ocasionando que con esa transferencia la empresa petrolera tenga pérdidas. La gestión operativa de PEMEX es eficiente y la utilidad alta pero, con la participación del Estado, PEMEX pierde mucho dinero.

En Venezuela el régimen especial para la empresa estatal, desde el 2005-2006, establece que PDVSA no se ocupe solamente de la actividad petrolera; tiene que hacer actividades e inversiones sociales y transferir gran parte de su presupuesto al Estado.

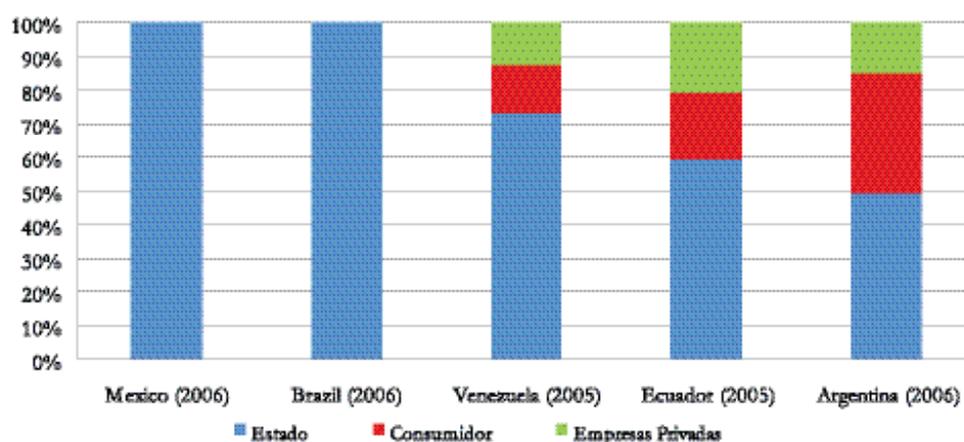
En Argentina y Brasil no existe un régimen especial para las empresas estatales. En Argentina la actividad petrolera es privada. En Brasil, PETROBRAS es considerada como una empresa más pese a que su producción es de más del 90% del petróleo de Brasil.

## 10. Distribución de la renta petrolera

La distribución de la renta petrolera considera tres actores fundamentales (ver gráfico 6): Estado (azul), consumidor (rojo) y empresa privada (verde) y muestra en casi todos los casos, excepto Argentina, un porcentaje mayor para el Estado. Es necesario anotar que estos datos corresponden a información obtenida hasta el año 2006 y que posteriormente a este estudio se han producido algunos cambios que modifican los mismos.



**Gráfico 6**  
**Distribución de la renta petrolera (en %)**



Fuente: Humberto Campodónico.

### 11. Estado y empresa privada

En México el 100% de la renta se quedaba en el Estado, considerando que éste es el único propietario de PEMEX.

En Brasil el 100% de la renta se quedaba en el Estado, ya sea a través de las recaudaciones, o en PETROBRAS, responsable de la producción de casi el 90%. Esta situación cambió desde el año 2005, ya que PETROBRAS se convirtió en una empresa mixta y distribuye una parte de las utilidades a los accionistas privados.

En Venezuela hasta el año 2005 el Estado se quedaba con más del 70% de la renta, el consumidor con una parte a través de la subvención a los combustibles y las empresas privadas con un poco más del 10%.

En Ecuador el Estado se quedaba con un poco menos del 60%, el consumidor tenía una parte importante y las empresas privadas, con más del 20%.

En Argentina el Estado tenía la menor participación, menos del 50%, el consumidor se quedaba con una parte importante y las empresas privadas con un poco menos que el 20%.

### 12. Renta del consumidor

La renta del consumidor se calcula determinando el precio de venta en el mercado interno y su diferencia con el precio internacional. Si en el mercado interno del petróleo los combustibles se venden por debajo del precio internacional, se considera que esa renta se la apropian los consumidores.

En este sentido, los precios internos de los combustibles en Venezuela, Ecuador y Argentina benefician a los consumidores porque se venden a valores menores que los precios internacionales. En Argentina, este efecto se debe al impuesto del 45% y en los casos de Venezuela y Ecuador, a política de Estado.

En Brasil y México no existe la renta del consumidor porque, por política de Estado, los combustibles se venden a precios internacionales. En estos dos países, organismos gubernamentales van fijando los precios según las fluctuaciones del mercado, aunque no es la única variable; el precio de mercado sigue de cerca la tendencia.

### 13. La renta petrolera en los cinco países

#### México

PEMEX tiene el monopolio de la exploración y explotación de petróleo. La política tributaria mexicana establece

mecanismos de recaudación especiales para la empresa petrolera, que hacen que la misma entregue al fisco prácticamente el total de la renta generada. De acuerdo a ley, el 60,8% de los ingresos de la empresa petrolera se transfieren al Estado.

En el Congreso mexicano se discute sobre la necesidad de una reforma tributaria integral, puesto que la presión tributaria nacional es muy baja (10 y 11%), comparada con la presión tributaria en América Latina, que se encuentra entre el 17 y 18% en promedio. Sin embargo, al agregar los ingresos no tributarios, provenientes del petróleo, la presión tributaria de México aumenta, alcanzando entre el 20 y el 21%.

En este contexto, el desafío es cómo hacer una reforma tributaria que le permita a PEMEX tener un régimen de empresa estatal y al Estado cobrar un impuesto a la renta más alto, más IVA, etc. Una reforma tributaria para recaudar más es impopular y, al mismo tiempo, PEMEX tiene enormes problemas debido a que no puede invertir y están disminuyendo las reservas y la producción de petróleo.

### **Brasil**

En Brasil, la mayor parte de la renta es generada por PETROBRAS y sólo una parte marginal por Shell (50 mil barriles contra los 2 MMB que tiene PETROBRAS). Más del 50% de la renta permanece en la compañía petrolera brasileña bajo la forma de utilidades y excedentes, mientras que el resto va al fisco a través del impuesto a la renta y regalías, así como participaciones especiales; una parte de la renta de PETROBRAS se queda con sus accionistas privados.

### **Venezuela**

En Venezuela el 74% de la renta petrolera se queda en poder del Estado, siendo los mecanismos más importantes para su recaudación el pago del impuesto a la renta y las regalías.

La distribución promedio de la renta petrolera en Venezuela entre los años 2000-2005 es la siguiente: (a) ingresos tributarios 30%, (b) regalías 45%, (c) dividendos que reparte PDVSA 16% y, (d) programas sociales de PDVSA 9%.

En lo que se refiere a programas sociales, el promedio corresponde a los años 2003-2005 porque los años anteriores no se contemplaban montos en este rubro. El año 2003 el porcentaje fue del 3%, el año 2004 de 21% y el año 2005 de 16%. En términos monetarios, las cantidades son elevadas; para la gestión 2005 el 16% destinado a programas sociales significó 6,4 mil millones de USD.

Los ingresos tributarios están compuestos por los tributos de PDVSA, los provenientes de la Faja del Orinoco, los convenios operativos, más las regalías y los dividendos. Esa es la forma en que el Estado venezolano capta la renta petrolera. En conclusión, hay una parte mínima que se queda con las empresas privadas y la mayor parte se queda dentro del Estado.

### **Argentina**

En Argentina, del total obtenido por regalías y por impuesto a la renta, solamente el 47% queda a favor del Estado. Durante el gobierno del expresidente Carlos Menem, en la década de los 90, se privatizó YPF y desde el año 2002 las empresas privadas deben pagar un impuesto a las exportaciones de crudo, tributación que rinde ingresos similares a los de los otros dos gravámenes, impuesto a la renta y regalías. El impuesto a la exportación es del 45%, un impuesto muy alto que ha permitido incrementar la renta para el gobierno de Argentina.

Las fuentes de la renta estatal argentina en el año 1999, cuando todo estaba privatizado, eran el 51% por regalías y el 49% por el impuesto a las ganancias. No existía la retención a las exportaciones. En el año 2002, el nuevo gobierno crea el impuesto a las exportaciones (del 23%), las regalías son fijadas en 37% y el impuesto a las ganancias en 41%. En el 2006 la retención a las exportaciones es del 28%, las regalías del 27% y el impuesto a la ganancia del 45%.



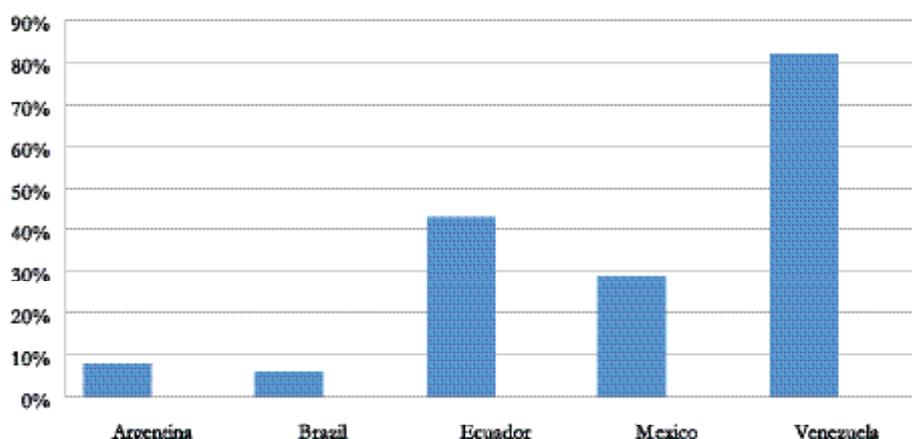
## Ecuador

La distribución de la renta generada en el Ecuador presenta variaciones entre los años 2000 y 2005: el año 2000 el Estado captaba un total de 74% por los aportes de PETROECUADOR, regalías y el impuesto a la renta; por su parte, el sector privado, compuesto por el consumidor y las empresas privadas, el 26%. El año 2005, el Estado captó el 59% y el sector privado el 41% de la renta petrolera.

### 14. La renta petrolera en los ingresos fiscales

La importancia de la renta petrolera captada por el Estado en los ingresos fiscales muestra que en Venezuela ésta se sitúa cerca del 80%, en Ecuador en más del 40%, en México en un poco menos del 30% y en Argentina y Brasil es menos que el 10%. De esta manera, se ve claramente que Venezuela, México y Ecuador tienen una dependencia muy alta de la renta petrolera que capta el Estado (ver gráfico 7).

Gráfico 7  
Renta petrolera / ingresos fiscales (en %)

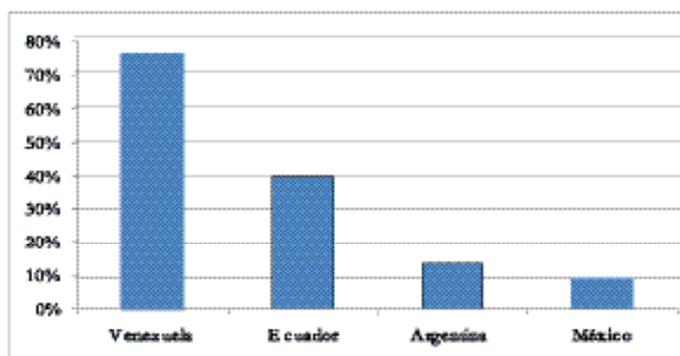


Fuente: Humberto Campodónico.

### 15. Exportaciones petroleras con relación a las exportaciones totales

Un factor importante para determinar la importancia del sector petrolero es el porcentaje de las exportaciones petroleras con relación a las exportaciones totales: en Venezuela este indicador alcanza el 75%, en Ecuador el 40%, en Argentina y México un poco más del 10%. Brasil no exporta porque recién se hizo autosuficiente en el año 2005 (ver gráfico 8).

Gráfico 8  
Renta petrolera / ingresos fiscales (en %)



Fuente: Humberto Campodónico.

## 16. Conclusiones

La renta de los recursos naturales ha vuelto a adquirir importancia por los excepcionales precios internacionales. Se espera que los mismos se mantengan elevados debido a la industrialización acelerada de la China y la India, principalmente, entre otros países en desarrollo. El BM estima que los precios de los alimentos, y no necesariamente los de los combustibles, se mantendrán altos en el largo plazo. Entonces, los bancos centrales que calculan la inflación total y la inflación subyacente (la inflación subyacente excluye a los combustibles y los alimentos porque son muy volátiles) deberían cambiar su sistema de cálculo, porque cuando los precios de los combustibles y de los alimentos se vuelven altos estructuralmente, estos entes dicen, por ejemplo, que la inflación está en el 2,5% excluyendo los alimentos y los combustibles; caso contrario, es del 7%.

Estos cambios estructurales tienen incidencia sobre otras cifras macro; por ello, es importante que los Estados obtengan una porción adecuada de la renta de los recursos naturales para financiar los gastos sociales y de infraestructura, promover la competitividad, eliminar la pobreza y alcanzar una distribución más equitativa del ingreso nacional.

Este estudio fue orientado a los países petroleros de la región. Sin embargo, sería importante también aplicarlo a otros países petroleros, como Colombia, Perú, Paraguay, Uruguay y Chile. Bolivia, que es un país sobre todo productor de gas natural, es un caso que presenta más dificultades para la investigación porque no existen muchos ejemplos de ese tipo.

Con relación a los recursos naturales, se creía hasta hace poco que eran *commodities*. Esta opinión viene del siglo XIX o XX, cuando los recursos naturales eran considerados insumos que requerían procesos de industrialización y que, debido a las innovaciones tecnológicas de la sociedad de la información y del conocimiento, se llegaría a una gradual e incluso a veces muy rápida disminución de su uso e importancia en el conjunto de la generación de valores que tiene una economía.

Sin embargo, desde hace cuatro o cinco años no se observa la famosa tendencia identificada por Raúl Prebisch: el deterioro de los términos de intercambio de los recursos naturales. Esa tendencia ha cambiado y ahora se observa que los *commodities* muestran una tendencia creciente que quizá permanezca durante mucho tiempo.

En este marco, la industrialización de países como la India y la China, y su gran demanda de materias primas como cobre, zinc, hierro, petróleo y alimentos, puede ser una variable que esté trastocando los elementos tradicionales de análisis, constituyéndose en una fuente que estaría modificando la tendencia al deterioro de los términos de intercambio. Algunos analistas consideran que esto no será muy duradero y que EE. UU. continúa siendo el país más importante; por tanto, si la recesión en ese país es fuerte, arrastraría al conjunto de la economía mundial.

Estas discusiones se enfocan más en la economía internacional y dejan de lado la economía de los recursos naturales. Sin embargo, es innegable que la renta petrolera, minera y la de productos agrícolas dejó de ser un *commodity* para países exportadores como Argentina y Brasil durante el siglo XIX, y ahora en el siglo XXI es una fuente importante de renta y debe ser tomada en esa dimensión por el Estado, la sociedad y los partidos políticos para poder financiar los gastos en infraestructura, en educación, en salud, etc.



En Noruega, con el objetivo de maximizar el volumen de producción de gas natural y petróleo, se han creado incentivos para su exploración y se cuenta con una política que establece la importancia para el Estado de mantener la competencia para nuevos proyectos en el sector petrolero, por lo que la participación de las multinacionales resulta importante.

Con relación al rol del Estado, se tiene diferentes instituciones y diferentes roles dentro de la estructura gubernamental; por ejemplo, el rol del Ministerio de Finanzas no es el mismo que el rol del Ministerio de Energía.

## **1. Desafíos de gestión. El petróleo: ¿bendición o maldición?**

Para lograr un elevado nivel de bienestar que además sea sostenible, se requiere una economía no petrolera adecuadamente desarrollada y eficiente. Para ello los países petroleros deben asegurar el buen funcionamiento de los mercados y las instituciones, principalmente el mercado del trabajo, los mercados de productos, el sistema tributario y el sistema financiero.

El sector petrolero puede ser el catalizador de un crecimiento económico acelerado del país. Sin embargo, se debe tener cuidado porque los ingresos del petróleo incrementan las actividades que no conducen al bienestar del país. Las malas experiencias internacionales dan razones para preocuparse seriamente.

## **2. Los ingresos del petróleo son diferentes**

Los ingresos provenientes de la explotación del petróleo son volátiles e inciertos. No son ingresos realmente, son una transformación de la riqueza (de petróleo a efectivo). Las reservas del petróleo se están reduciendo, y eventualmente se agotarán. La extracción de petróleo sigue la figura de una campana: rápido crecimiento al inicio, seguido de una etapa de paulatina declinación.

La disponibilidad de ingresos petroleros debilita los mecanismos de disciplina fiscal, que normalmente se traducen en un incremento del gasto, dado que no se reduce el gasto del sector privado. Por lo tanto, el desafío es la adecuada “gobernanza” del sector.

## **3. Algunas trampas comunes**

### ***Falta de disciplina fiscal***

- El desafío más importante es: ¿cómo transformar un descubrimiento en un ingreso permanente?
- Por otro lado, se trata de evitar el recalentamiento de la economía y generar un alto nivel de crecimiento sostenido, para así evitar los efectos de la enfermedad holandesa.

### ***Malas inversiones***

- Grandes proyectos de inversión de alto prestigio, pero vaga o baja rentabilidad económica,



- descuido en la mejora de los niveles de educación de la población.

#### ***Pérdida de enfoque en políticas estructurales***

- El enfoque principal es: ¿cómo obtener la mayor parte de los ingresos del petróleo?,
- la concentración en el sector petrolero afecta el crecimiento de la productividad en actividades no petroleras,
- desciende la oferta de trabajadores para otros sectores de la economía.

#### ***Pobre gobernanza***

- Debilita a las instituciones del gobierno, afectando la capacidad para defender el interés nacional,
- incrementa las actividades rentistas,
- incrementa el riesgo de corrupción.

#### ***4. Principios clave para la gestión de rentas del petróleo***

- Se requiere generar un apropiado sistema de gestión de rentas,
- un apropiado sistema de participación del gobierno,
- una estrategia de política fiscal de largo plazo, integrando los ingresos petroleros,
- un buen proceso presupuestario, integrando los ingresos petroleros, estableciendo prioridades en un proceso presupuestario abierto, y considerando el ciclo de gestión del proyecto.
- instituciones de alta calidad del sector público,
- público informado, que controla la estrategia de largo plazo para la gestión de la riqueza petrolera,
- quizá un fondo petrolero,
- transparencia y rendición de cuentas.

Adicionalmente es importante tomar en cuenta los siguientes principios organizacionales:

##### **a) El Estado tiene tres roles clave y responsabilidades:**

- propietario de la riqueza petrolera (recaudador de impuestos y regalías),
- regulador del sector,
- director de la política industrial y de la empresa nacional del petróleo.

Se deben distribuir esas tareas en diferentes organizaciones, y dar a cada organización un marco legal apropiado.

##### **b) Es necesario lograr un claro enfoque en cada organización:**

- desarrollar habilidades críticas en todas las áreas,



- diseñar un sistema apropiado de controles y balances.

c) Cuestiones clave:

- transparencia y rendición de cuentas,
- reglas claras vs. discrecionalidad,
- incentivos vs. control.

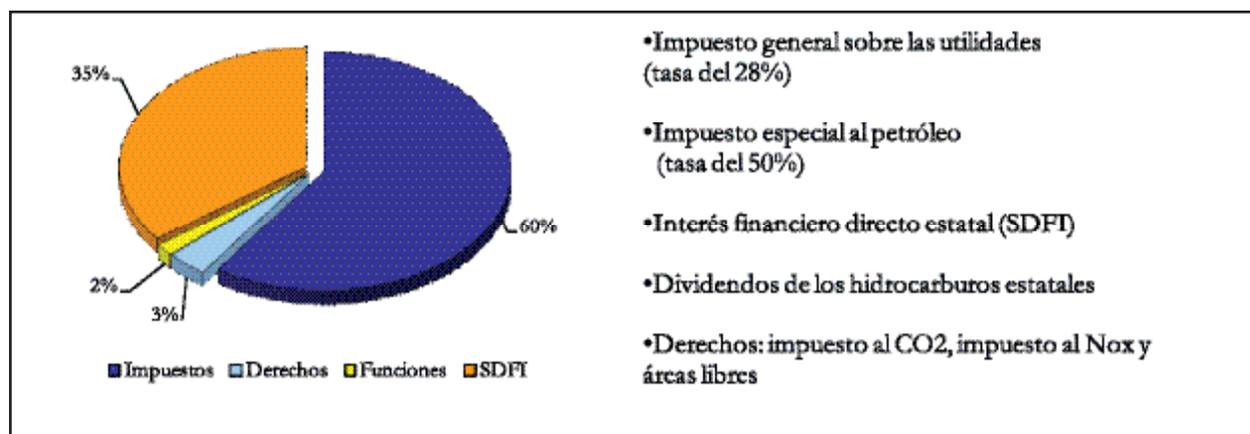
d) En lo referente a la tributación de la renta proveniente del recurso, el profesor Øystein Noreng resumió el tema de la siguiente manera:

- los recursos petroleros normalmente son propiedad de la nación,
- su rentabilidad es extraordinaria debido a su limitación, son recursos no renovables (renta del recurso),
- la producción está basada en un recurso inmóvil,
- es posible fijar impuestos a los beneficios extraordinarios, sin distorsionar los incentivos a la inversión.

## 5. Instrumentos para la participación tributaria del gobierno (government take)

La participación tributaria del Gobierno noruego en los ingresos del sector petrolero se basa en diferentes instrumentos, como se observa en el gráfico 1, correspondiente al año 2006.

**Gráfico 1**  
Instrumentos para la participación tributaria del gobierno  
(government take) en Noruega



Fuente: Bjørn From.

Los dividendos son un flujo de caja de la empresa nacional de petróleo y son de poca relevancia para el flujo de caja actual del gobierno. El interés financiero directo estatal (SDPI) refleja el papel del Estado como inversor o socio; en cada proyecto de petróleo existen principios a considerar.

Uno de los principios establece que el Estado autoriza ejecutar un proyecto petrolero normalmente a un consorcio de empresas privadas y no así a una sola compañía. Entonces, al existir un operador privado y tres o cuatro empresas privadas asociadas, éstas se interesan en controlar que las cuentas sean claras, tanto para ellas como para el Estado.

## 6. El modelo del Fondo Petrolero Noruego

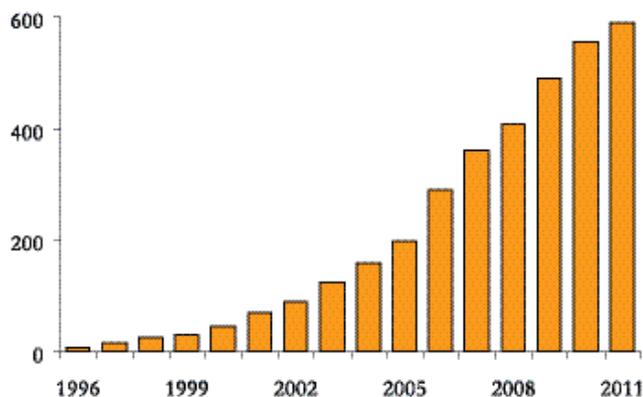
Las ventajas y los beneficios del Fondo Noruego Petrolero son:

- (a) El fondo está integrado completamente al presupuesto de la nación:
  - es una herramienta que fortalece el proceso presupuestario,
  - está construido a partir de las instituciones existentes.
- (b) El fondo sólo invierte en activos financieros del exterior, lo que permite:
  - proteger la economía doméstica,
  - diversificar el riesgo y maximizar los retornos,
  - constituirse en inversionista financiero.
- (c) Un alto grado de transparencia del sector permite:
  - construir apoyo público para la gestión de los ingresos petroleros,
  - minimizar el riesgo de mala gobernanza y corrupción.

El Banco Central es la institución encargada de la administración del fondo; le corresponde implementar la estrategia de inversiones, gestionar los activos financieros para lograr una rentabilidad adicional, controlar el riesgo y elaborar informes.

El capital del fondo, cuya primera contribución fue el año 1996, ha tenido un incremento sustancial los últimos años. Ahora cuenta con aproximadamente 400 mil millones de USD y existe una alta probabilidad que este monto aumente considerablemente en los próximos años (ver gráfico 2).

**Gráfico 2**  
Valor del mercado del fondo de pensiones global. Billones de USD al final del año



Fuente: Bjørn From.

## 7. ¿Cómo es la estrategia del fondo?

El Ministerio de Finanzas establece una cartera normativa para el fondo, la que señala el nivel de riesgos y la rentabilidad esperada de las inversiones que realizará el Banco Central, institución que no está obligada a invertir



el dinero exactamente como esta cartera indica. Sin embargo, por contar con el personal capacitado para resolver los problemas existentes en los mercados internacionales, puede implementar una mejor cartera y aumentar la rentabilidad con un límite de riesgo activo. Actualmente, el fondo es accionista de unas 7.000 empresas en todo el mundo, es decir, de la mayoría de las multinacionales de Europa, América del Norte y el Asia.

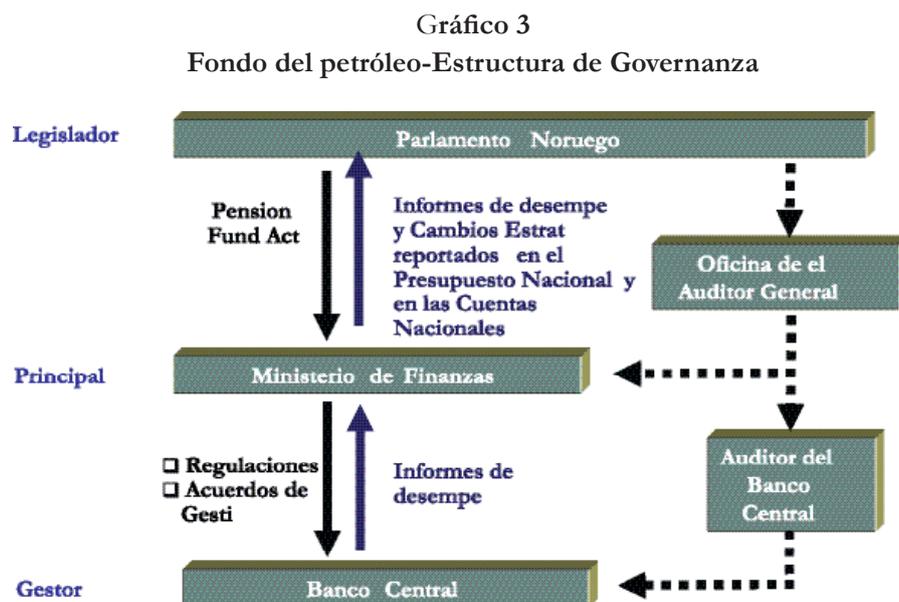
La cartera normativa incluye 27 mercados financieros y utiliza los índices bursátiles para la construcción de la misma. Recientemente se ha propuesto incluir a 40 países más, para que el universo de inversiones del Banco Central sea más amplio. Esta decisión permitiría al fondo incluir a los países con mercados emergentes.

La cartera normativa del Ministerio de Finanzas tiene una rentabilidad promedio anticipada del 7% y existe un límite para el riesgo de gestión activa del fondo y el riesgo adicional que el Banco Central puede asumir es de más o menos un 3%. Las bolsas en todos los países son volátiles, por lo que de un año a otro la cartera normativa puede tener una rentabilidad esperada variable de hasta 15% o más.

Como se trata de un capital muy grande, más del 100% del PIB noruego, el Ministerio de Finanzas necesita que la mayoría en el Parlamento esté de acuerdo con el nivel de riesgo del fondo, porque la estrategia de inversiones debe concebirse a largo plazo, dado el carácter cíclico que registran las bolsas internacionales y la constatación empírica de que, a largo plazo, las inversiones tienen una rentabilidad positiva.

## 8. Gobernanza

En el gráfico 3 se presenta la estructura de gobernanza de Noruega.



Fuente: Bjørn From.

El Fondo Petrolero Noruego responde a toda la población, y el desafío de ejercer un control estricto de sus operaciones y las inversiones que realiza le corresponde al Banco Central.

El Ministerio de Finanzas supervisa al Banco Central a través de los informes trimestrales y anuales que éste presenta y mediante una empresa privada consultora en Inglaterra y EE. UU. que verifica todas las transacciones. Con las copias de los datos de las acciones, monitorea el valor de la cartera, así como las pérdidas y ganancias diarias.

También se hacen verificaciones con otros fondos que administra el Banco Central y se cuenta con un Consejo de Inversiones que ayuda a evaluar la estrategia de inversiones y recomienda los cambios que se necesita.

## 9. Resumen

En resumen, para alcanzar un elevado nivel de bienestar sostenible, los países deben asegurar la eficiencia en la gestión de la renta petrolera y apuntar a mejorar la economía no petrolera. Estos son los elementos necesarios para este efecto:

(a) Conseguir los temas organizacionales correctos:

- separación de los roles del Estado,
- claras líneas de responsabilidad y de rendición de cuentas.

(b) Enfoque en la economía no petrolera: "protección" de los ingresos petroleros.

(c) Establecer un marco fiscal robusto y de largo plazo que integre los ingresos del petróleo:

- separar ingresos y gastos corrientes de los ingresos del petróleo,
- invertir los superávits del petróleo en el exterior.

(d) Considerar un fondo petrolero bien diseñado como una herramienta que soporta sabiamente las decisiones presupuestarias de largo plazo.

(e) Explicar al público que dicha política es de su interés.



# La gestión de la renta petrolera en Noruega. Lecciones para Bolivia

Øystein Noreng

Esta presentación no pretende instruir a Bolivia acerca de lo que debería hacer con los ingresos provenientes de sus recursos naturales. Corresponderá a este país hacer su elección entre las mejores experiencias.

## 1. *El fondo de pensiones gubernamental*

El fondo de pensiones fue para Noruega la mejor opción. Denominado originalmente Fondo Petrolero Noruego, por razones políticas, en el entendido que podría ser una tentación para el Parlamento, se le cambió el nombre a Fondo de Pensión del Gobierno en el Extranjero.

El Fondo Petrolero Noruego, establecido por el Parlamento en 1990, recibió sus primeras y verdaderas transferencias en 1996. Sus ingresos están constituidos por el flujo de caja neto de las actividades petroleras, y el rendimiento de las inversiones petroleras. Asimismo, los ingresos provenientes de la privatización de Statoil también fueron al fondo.

Los egresos del fondo comprenden sus gastos administrativos y una transferencia anual al Ministerio de Hacienda, correspondiente al importe de los ingresos del petróleo a ser considerados en el presupuesto fiscal, para cubrir el déficit no petrolero.

El fondo tiene dos propósitos: (a) actúa como un amortiguador que proporciona una mayor flexibilidad en la política económica, si es que el precio del petróleo o la actividad económica en Noruega presentasen una disminución, y (b) sirve como un instrumento para hacer frente a los desafíos financieros planteados por una población de edad avanzada y por la posibilidad de una disminución en los volúmenes de petróleo y gas.

En principio, un monto igual a la tasa normal de rendimiento del fondo, cercana al 4%, se transfiere al presupuesto. En la práctica, existe cierta violación de la norma ya que el Parlamento tiende a votar, de alguna forma, por mayores transferencias al presupuesto anual. En la Constitución de Noruega, el Parlamento representa la autoridad suprema y no puede ser limitado. En consecuencia, no existen disposiciones de salvaguarda contra los cambios repentinos o los usos oportunistas de los ingresos petroleros.

Sin embargo, el consenso es que el fondo es un amortiguador útil frente a las tentaciones políticas en una democracia parlamentaria donde los políticos compiten por los votos prometiendo desembolsos. Con los actuales precios altos del petróleo, las perspectivas son de una más rápida acumulación de ingresos, los que dentro de unos años podrían tener un valor muy superior al del PIB noruego, facilitando a largo plazo la diversificación económica. Noruega también tiene grandes reservas de divisas.

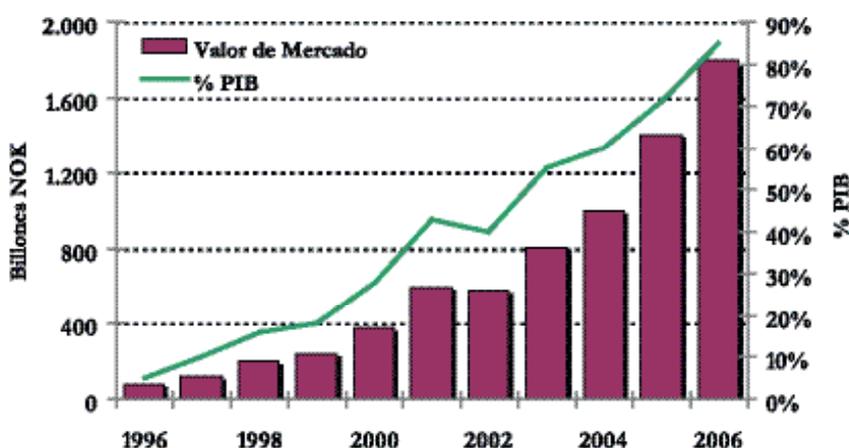
El Ministerio de Hacienda ha delegado al Banco Central la responsabilidad de gestionar el fondo. Los activos se invierten en el extranjero en acciones y bonos. Las acciones actualmente representan alrededor del 40% del portafolio y los títulos de deuda o bonos, el 60%. De 1997 a 2004, el promedio anual de retorno sobre la inversión del fondo ha sido del 5,76%, medido en una cesta de monedas. La rentabilidad real, corregida en función de la inflación, ha sido del 4,09%. Los costes de gestión han sido el 0,08% en promedio de modo que, el retorno real neto ha sido de 4,01% en promedio.

Noruega invierte directamente en el extranjero; del portafolio de inversiones, más o menos el 50% de las inversiones se dirigen a la Unión Europea, el 30% a Norteamérica y el 20% al Asia.

La inversión en bonos, se encuentra concentrada en su mayoría en Europa más que en las Américas; una parte va al Asia y a Oceanía. La composición del portafolio responde a una decisión estratégica. En caso de que cambiara la economía del mundo, en opinión del autor, la participación del Asia en el portafolio se podría incrementar debido a que este continente se está convirtiendo en el pivote de la economía mundial.

El fondo ha ampliado su portafolio comprando más acciones en los EE. UU. en la primavera del 2008. Esto, que podría parecer extraño, muestra que en el fondo se hace una gestión activa, ya que no sólo se compran activos cuando éstos están subiendo; también se adquieren cuando están cayendo para beneficiarse del incremento de precios. Obviamente, se corre un riesgo con respecto a la tasa de retorno. Sin embargo, la gestión activa del fondo ha determinado que éste se vaya incrementando continuamente (ver gráfico 1).

Gráfico 1  
Récord del fondo



Fuente: Øystein Noreng.

Este es el récord alcanzado hasta el año 2006; para el año 2007, se estimó que existiría un estancamiento y que los retornos externos y anuales no serían tan altos como se esperaba.

## 2. Experiencia de otros países

Es esencial hacer hincapié en que el Fondo Petrolero Noruego es muy diferente a los de los países del Golfo, por las características de la industria petrolera.

La primera gran diferencia radica en el contraste de los desafíos técnicos que tiene la extracción de petróleo. En el Medio Oriente y especialmente en los países del Golfo, la extracción de petróleo se realiza en condiciones favorables, ya sea en tierra o en aguas extraterritoriales; generalmente se trata de campos gigantes o megacampos. Las condiciones en el Mar del Norte, comparativamente, son más adversas, a menudo en aguas profundas, pero siempre en condiciones climáticas desfavorables y, en muchos casos, se trata de campos pequeños o medianos. El grado de adversidad y la geología desfavorable significan que los informes geológicos, técnicos, ambientales y de riesgo financiero son mucho mayores en el Mar del Norte que en el Medio Oriente. La contrapartida es un mayor desafío tecnológico y organizacional, así como mayores incentivos para la investigación y el desarrollo.

A finales de la década de los 60 y principios de los 70, Noruega apenas aparecía como un productor marginal de petróleo y gas, con un precario punto de equilibrio. La cuadruplicación de los precios del petróleo entre los años 1973-1974 y la nacionalización de la industria petrolera en muchos países de la OPEP puso a los productores del Mar del Norte en una posición central en el mapa internacional del petróleo. El creciente interés en las perspectivas de la industria fortaleció la posición negociadora del gobierno noruego. Esto no redujo los desafíos tecnológicos;



sin embargo, permitió un sostenido y coordinado esfuerzo en investigación, en torno al petróleo y el desarrollo, sobre la base de recursos intelectuales nacionales y la cooperación de la industria petrolera internacional. Los resultados se encuentran en la creación de los fondos, la transformación de la industria, el transporte y la gestión de reservorios, desarrollos tecnológicos que hacen de Noruega un líder mundial.

En los Estados del Golfo, los retos tecnológicos y geológicos son menos abrumadores, aunque hay una mejora tecnológica similar a la alcanzada en ámbitos como la gestión de reservorios para aumentar el porcentaje de valorización. La necesidad de desarrollar nuevas tecnologías es menor que la de mejorar los aspectos relativos al uso de la tecnología existente actualmente y, eventualmente, convertirse en líderes mundiales en algunas cuentas. El requisito es una ambiciosa estrategia centrada en la formación técnica y la educación científica.

La segunda gran diferencia reside en el contraste de los antecedentes económicos. Los Estados del Golfo y gran parte del Medio Oriente, hasta principios de la década de los 70, sufrieron las consecuencias de la pobreza y del subdesarrollo. Noruega, en cambio, en ese momento ya era un país desarrollado, con una economía diversificada, con altos niveles de educación de la mayoría de su población, alto nivel de vida y pleno empleo. Por lo tanto, en la década de los 70, para los Estados del Golfo, los enormes ingresos del petróleo fueron una bendición.

Si bien en el caso de Noruega los ingresos del petróleo representaron un riesgo y una amenaza para las industrias establecidas, para los Estados del Golfo los ingresos procedentes del petróleo representaron un enorme complemento a la economía y la oportunidad de saltar en pocos años al desarrollo, lo que en otras condiciones puede tomar generaciones. Para Noruega, por el contrario, los ingresos procedentes del petróleo no sólo representan un complemento a la base económica, sino también un sustituto para actividades ya establecidas, de forma que el beneficio neto es menor. Por otra parte, el incremento de los costos internos que ocasiona la industria petrolera ha aparecido como una amenaza para el empleo, ya que podría fácilmente destruir más empleos en otros sectores de los que crea en el sector petrolero. Con este telón de fondo, ha habido una presión constante para diversificar el empleo a través de los servicios y suministros a la industria del petróleo y, de esta manera, mejorar el valor agregado total.

La tercera gran diferencia radica en la política económica. A pesar de que Noruega, al igual que los Estados del Golfo, mantiene un régimen monárquico, el rol del Estado sin duda es de otro carácter. En Noruega, el rol del Estado tradicionalmente es el de redistribuir ingresos, recaudar de impuestos, generar oportunidades de negocios y proveer bienes públicos. Esas tareas son autorizadas por un Parlamento elegido democráticamente. Si bien los ingresos del petróleo son altos, dado que en Noruega se extrae cerca de un barril diario de petróleo y gas natural por persona, esto no ha alterado las funciones básicas del Estado. De hecho, mantener la fiscalidad sobre los ciudadanos ha hecho posible crear el fondo y utilizar los ingresos del petróleo indirectamente.

En el Golfo, el papel del Estado es esencialmente el de distribuidor de los ingresos del petróleo, evitando gravar con tributos a los ciudadanos y, por ende, evitando un control democrático. El riesgo es un círculo vicioso, en el que la reticencia a entregar el poder a órganos elegidos democráticamente aplaza la fiscalidad de los ciudadanos, prolonga e intensifica la dependencia de los ingresos del petróleo y el consiguiente riesgo que ello implica. Entre los Estados del Golfo, a mediano plazo, las perspectivas económicas difieren profundamente y, en algunos casos, una prolongada dependencia de los ingresos del petróleo no parece entrañar altos riesgos económicos y sociales. En otros casos, el panorama es muy diferente y el alto grado de crecimiento poblacional probablemente intensifique la presión para diversificar la base de los ingresos y las oportunidades de empleo.

Otras experiencias en el Golfo son: Abu Dhabi, que cuenta con un fondo petrolero más grande que el noruego pero que no es transparente, es propiedad de la familia real; de hecho, se conoce muy poco sobre el mismo. Qatar tiene un fondo gigantesco, que también pertenece a la familia real. En Kuwait el fondo petrolero es de propiedad del Estado. Arabia Saudita acaba de crear un fondo de inversión y todavía no está claro si es un fondo de estabilización o si está orientado a la inversión directa.

El Reino Unido, que desarrolló su industria petrolera al mismo tiempo que Noruega, tuvo una administración totalmente diferente de los ingresos del petróleo. Alrededor de 1970, cuando el flujo de caja del petróleo comenzó,



tuvo un desempeño muy pobre. En Newrensen, Inglaterra, existían altos niveles de inflación, estancamiento, desempleo, una balanza de pagos negativa y altos déficit en el presupuesto. A comienzos de los años 70, la mayor parte del dinero se quedó en el país. Lo sorprendente en el caso de Inglaterra fue que el gasto de las rentas por el gobierno evitó que el Reino Unido se vea obligado a pedir asistencia financiera al FMI.

El gobierno comenzó a gastar el dinero y gravó con impuestos elevados, casi confiscatorios, al petróleo, incluso hasta del 90%, con el fin de evitar la aplicación de otros impuestos que pudieran ser poco populares; asimismo, en el periodo 1982-1983 se financió la guerra contra la Argentina. Todo esto ocasionó la revalorización de la libra esterlina frente al dólar, así como frente a las otras monedas europeas, quedando debilitada su posición competitiva; por lo tanto, el Reino Unido se vio obligado a reestructurar la economía desde la manufactura pesada hasta el sector de servicios e industrias livianas y distribución, porque el efecto en la apreciación de la moneda fue muy fuerte. Actualmente, el rol del Reino Unido como productor de petróleo ha disminuido, ya que se está convirtiendo en un exportador de gas, lo que genera presión sobre la libra, ocasionando su depreciación.

Hace diez años, Rusia se encontraba en total bancarrota, al punto de no poder pagar intereses sobre su deuda internacional. Se requería estabilizar la economía. Con la ayuda del precio internacional del petróleo y con la economía doméstica, Rusia logró, asombrosamente, implementar un fondo de estabilización a partir de diciembre de 2006, con lo cual pagó una prima y dejó de tener una deuda internacional. Actualmente, se está incrementando este fondo que funciona de forma diferente al modelo de Noruega. Los rusos también están interesados en utilizar algo de la renta petrolera para convertirse en un nuevo poder. Rusia, al parecer, no tiene ninguna pretensión ideológica para convertirse en un poder militar, pero posee ambiciones para alcanzar una posición dominante en la exportación de energía y capital financiero; probablemente vaya a tener éxito en ese objetivo, dadas sus importantes reservas.

En Alaska los ingresos del petróleo son canalizados a un fondo permanente y parte de los dividendos son compartidos con todos los ciudadanos. En Canadá el Fondo Fiduciario de Ahorros Patrimoniales de Alberta recibió hasta 1987 el 30% de regalías resultado de los ingresos provenientes de la extracción de recursos no renovables. El fondo inicialmente financió proyectos públicos en la provincia de Alberta; actualmente está invertido en acciones y bonos.

En Venezuela, los ingresos provenientes del petróleo son destinados mayormente al gasto, por lo que la política económica de este país es procíclica, es decir, cuando los precios de petróleo son altos, el gasto del gobierno también lo es.

### **3. Lecciones para Bolivia**

Del análisis de los fondos existentes en el mundo se puede obtener las siguientes lecciones:

- precaución: los ingresos del petróleo son volátiles, inestables y pueden ocasionar estragos;
- los ciclos de los ingresos provenientes del petróleo ocasionan que se alterne inflación con recesión (por ejemplo, el caso de Venezuela);
- canalizar los ingresos a un fondo de estabilización con un portafolio de inversiones, diversificando el riesgo;
- utilizar las ganancias del petróleo en la economía nacional preferiblemente, y con prioridad en inversiones en lugar de destinarlos al consumo;
- el modelo de Alaska, por ejemplo, es de distribución directa y promueve la igualdad de ingresos.

### **4. Conclusiones**

En retrospectiva, la creación del fondo en Noruega ha sido un reto político más que económico. Desde la



perspectiva de la gestión macroeconómica, en el momento de la primera subida del precio del petróleo entre 1973-1974, ya era evidente que el mecanismo debía ser establecido para aislar el efecto volátil de los ingresos de petróleo y del gas. Esto, además, habría sido coherente con la política de fortalecimiento de otros sectores de la economía.

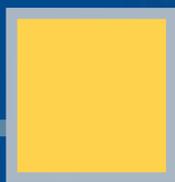
En ese contexto, predominaron las políticas de corto plazo, lo cual provocó el uso de todos los ingresos, postergando casi por dos décadas el establecimiento del fondo.

Si el fondo hubiera sido establecido en 1975, para el año 2004 habría contado con un valor muy superior al actual y, en diferentes ocasiones, se hubiera reducido el efecto cíclico de contracción y de recalentamiento de la economía nacional por efecto de los cambios en el precio del petróleo.





## Experiencias internacionales





# ***La industria mexicana del petróleo: PEMEX y los principios de buen gobierno***

**Isabelle Rousseau**

Aquí vamos a presentar el caso de la industria petrolera mexicana y de su compañía nacional, PEMEX. Este estudio se realizará a partir de los principios de buen gobierno que introdujimos ayer. Nos asignamos como objetivo examinar hasta dónde la compañía comulga o no con esos principios.

La exposición comprende cuatro puntos: (a) un panorama general sobre PEMEX y sobre la industria de hidrocarburos en la actualidad, (b) un resumen de las grandes políticas petroleras a partir de la nacionalización del petróleo en 1938, (c) los factores internos y externos que, en México, influyen en el diseño de la política de la industria petrolera (y gasífera) y, (d) el contexto institucional y organizacional en el cual funciona la empresa y la industria, así como una evaluación del buen gobierno de la empresa y del sector.

## ***1. Un panorama general sobre PEMEX***

La imagen que se tiene de PEMEX en la actualidad resulta bastante paradójica. Por un lado, PEMEX sigue siendo una empresa muy importante en México. Como compañía, conserva hoy en día el tercer lugar a nivel mundial en términos de producción de petróleo. El año 2007, se generó una producción de 3.082.000 de barriles por día; las ventas por exportación generaron 37.947 millones de USD. En ese sentido, PEMEX es una extraordinaria máquina para hacer dinero. Durante el año 2007, los rendimientos antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización ascendían a 837.807 millones de pesos mexicanos (más o menos 83.000 millones de USD).

Pese a esto, PEMEX atraviesa una situación bastante crítica. Debido a la falta de inyección de dinero, las reservas probadas de hidrocarburos están en descenso permanente, con una disminución muy rápida. Hoy en día, se calcula oficialmente 9,2 años de reservas al ritmo de producción actual. La tasa de recuperación de reservas también es muy baja; del 36% en promedio general. La mayor parte de las cuencas son maduras, pero lo más preocupante es la declinación desde 2004 del súper yacimiento Cantarell, que ha contribuido con el 60% de la producción sin que haya otros descubrimientos muy relevantes. No se ha logrado compensar en su totalidad la declinación, a pesar de que otros campos compensan parcialmente las pérdidas de Cantarell.

Además, aunque México sea un gran productor de crudo, es importador de productos refinados y petroquímicos. Con respecto a la producción de gas natural, ésta resulta insuficiente. En los años 1996-1997, se decidió producir electricidad a partir de ciclos combinados de gas natural; sin embargo, México no tenía —ni tiene todavía— la capacidad de satisfacer la nueva demanda.

En la tabla 1 se observa el incremento del nivel de importaciones en derivados del petróleo y del gas licuado, con excepción del gas natural seco. Este aumento casi se ha duplicado entre los años 2002-2006.



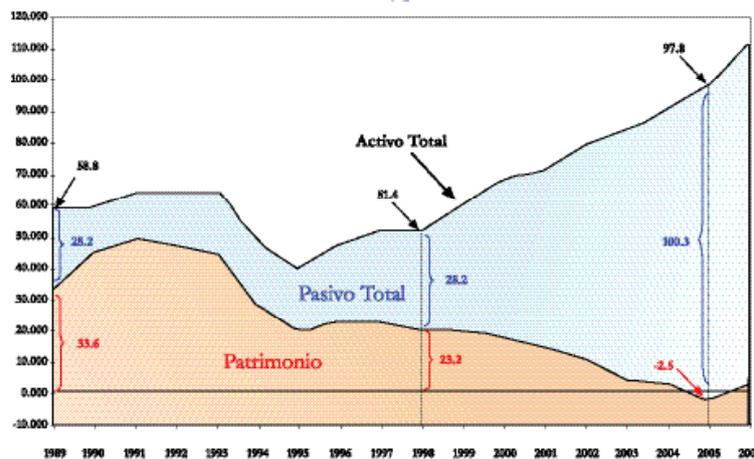
**Tabla 1**  
**Importaciones de productos derivados de petróleo y gas natural**

Importaciones	2002	2003	2004	2005	2006
Gas Licuado	471.5	574.3	648.1	707.1	813.8
Propano	328.0	303.7	448.9	449.5	472.6
Gasolina	1,191.8	1,033.0	2,135.7	5,205.4	6,623.9
Diesel	204.8	60.7	60.3	600.6	1,262.6
Combustóleo	155.7	198.9	226.0	414.8	285.1
Diversos	143.3	252.8	272.7	481.2	570.8
Gas natural Seco	775.4	1,526.2	1,715.1	1,397.9	1,134.5

\* Cifras en millones de dólares  
 Fuente: PEMEX, Anuario Estadístico 2007.

Finalmente, es de notar que en 2005 la compañía nacional fue declarada oficialmente en quiebra técnica. Quiere decir que el monto de los pasivos superó en 3% el valor de sus activos: su patrimonio se volvió negativo. En sí, este escenario no resulta tan inquietante considerando que el *cash flow* de PEMEX sigue siendo muy alto. Sin embargo, refleja las dificultades que enfrenta la empresa. En el gráfico 1, se puede apreciar la relación de activos y pasivos en PEMEX. Se observa, por ejemplo, que, para el año 2005, el monto de pasivos era mayor al monto de activos.

**Gráfico 1**  
**Relación entre activos y pasivos en PEMEX**



Cuadro elaborado por José Luis Manzo, en *Petróleos Mexicanos: ¿Empresa quebrada?*

## 2. PEMEX y las políticas petroleras de México

### (a) Contextualización histórica

En México, desde el descubrimiento del primer pozo a principios del siglo XX, el petróleo ha tenido fuertes impactos en el ámbito político y económico. Su historia ha sido accidentada: México fue un gran país productor (en 1920 era el tercer productor mundial). Luego quedó rezagado en los años 1925 y 1930, detrás de Venezuela y Texas. La misma nacionalización del petróleo en 1938 puso en dificultades a la empresa naciente.

A partir de la nacionalización de la industria petrolera, podemos considerar que ha habido tres etapas que caracterizan el desarrollo de la compañía.

- Primera etapa. 1938-1976: PEMEX "al servicio de la patria"



En esta primera etapa, México construyó una industria bajo un enfoque estatal. La industria petrolera debía ser la palanca del desarrollo industrial del país. Por otro lado, se buscó consolidar el régimen político naciente. Se pretendía responder a la demanda interna del país, ofrecer energía barata y autosuficiente con precios definidos en base a criterios políticos. A la larga, tal política tuvo un costo elevado: en 1970, México se convirtió en importador de petróleo (en el momento del primer *shock* petrolero).

**- Segunda etapa. 1976-1982: La petrolización de la economía mexicana**

A partir de 1975-1976, se descubrieron grandes yacimientos en el sureste del país. México decidió modernizar su industria petrolera, a tono con los desarrollos del sector a nivel internacional, y convertirse en país exportador de petróleo. Logró realizar este desafío pero generó a la vez un nivel de endeudamiento gigante que afectó tanto a la empresa como al país.

**- Tercera etapa. 1982-2008: Un nuevo PEMEX**

A principios de los 80, bajo la doble presión de la baja en los precios del petróleo y el alza de los intereses, el país atravesó grandes dificultades económicas. El gobierno de La Madrid atendió las recomendaciones del FMI; entre otras cosas, buscó sanear la compañía a partir de una severa política de austeridad. Esas medidas fueron exitosas aunque tuvieron un costo muy alto: la ausencia de inyección de capital (en particular en algunos segmentos de la industria, tales como la refinación, la petroquímica y la exploración) afectó el desempeño de estos sectores.

**(b) Factores que influyen en la política petrolera de México**

Dos factores influyen en la política petrolera mexicana:

- Entre los factores externos, cuentan la evolución del mercado internacional del petróleo (demanda) y el progreso de la tecnología en exploración y desarrollo de reservas (disminución de los costos). Sin embargo, son los cambios en las políticas energéticas de los socios del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN), en particular EE. UU., los que impactan fuertemente sobre México. En efecto, EE. UU. es el mayor importador de crudo y de gas natural del mundo y su nivel de importaciones sigue elevándose de manera significativa; importa cerca del 50% de su consumo interno, del cual el 16% proviene de Canadá y el 15% de México. Esto genera una presión extraordinaria sobre México para producir y le obliga a elevar la cuota de producción; esta presión se ha exacerbado en los últimos 15 años.
- Entre los factores internos, la tradición legal (Constitución) tiene un peso especial. Esto explica, de alguna manera, la resistencia a los cambios que subsiste entre ciertos sectores de la clase política y de la población en general.

Cabe recordar que la creación de PEMEX se dio en un momento difícil (cuando nadie daba crédito a la capacidad de los mexicanos para construir una industria importante), y el éxito que tuvo México para lograr consolidar la empresa ha propiciado la creencia en muchos de que el país puede, por sí solo, enfrentar los retos del futuro en materia petrolera sin la intervención (alianzas estratégicas, inversiones extranjeras, etc.) de compañías extranjeras. Es importante tomar en cuenta este aspecto para entender la resistencia que existe en cuanto a la reforma petrolera mexicana.

Por otro lado, desde finales de los 90 el Congreso mexicano tiene una influencia mayor en el proceso de toma de decisiones. Cualquier cambio constitucional requiere de dos terceras partes de los votos en el Congreso Federal y de más de la mitad de los votos en la mayoría de los congresos estatales. La división actual de las fuerzas políticas no permite conseguir tales resultados en un futuro cercano.

También influye el sindicato petrolero mexicano (STPRM), que goza de un poder económico y político enorme. Ningún proceso de reforma en México puede tener lugar sin su anuencia, y éste no parece favorable a los cambios.

### **(c) El contexto institucional y organizacional de PEMEX**

#### **- Contexto organizacional**

PEMEX es un monopolio de Estado, uno de los pocos que sobreviven en el mundo. Opera bajo una lógica nacional y comercial; sin embargo, predomina la racionalidad nacional (fiscal y social) sobre la racionalidad comercial (petrolera). Además, su carácter de "monopolio de Estado", por un lado, le quita a PEMEX toda autonomía presupuestaria y operacional, afectando su capacidad de acción, y por otro, le otorga el control de toda la cadena productiva (extracción industrial y comercial), lo cual afecta la separación de roles y responsabilidades entre las diversas entidades del sector.

#### **- Un régimen fiscal confiscatorio**

PEMEX es un agente financiero del Estado. De 1997 hasta la fecha, el sistema fiscal sustrajo a la compañía más del 110% de sus utilidades antes de impuestos. Por ejemplo, en el periodo 1998-2005, PEMEX generó utilidades por 256.000 millones de USD pero, a la par, pagó impuestos por 284.000 millones de USD, obteniendo una pérdida contable acumulada de 28.000 millones de USD.

Hasta hace poco, el sistema fiscal incluía dos tipos de elementos: por un lado, lo que se suele llamar "la red fiscal" —es decir un conjunto de impuestos y gravámenes—. Aunque formalmente el Estado mexicano no cobre regalías a PEMEX, le retiene impuestos sobre la venta de productos (en total, el 60,8%). Pero, además, existen los denominados "ingresos excedentarios". Son ingresos que sobrepasan la cantidad anual promedio generada por la venta de petróleo. Cada año, en México, el Congreso determina (mediante negociaciones con PEMEX y Hacienda) el precio promedio de la venta de crudo del año siguiente. Esta determinación es totalmente política: se trata de una negociación entre PEMEX, por un lado y la secretaria de Hacienda, el Congreso y los gobernadores, por el otro. Estos últimos siempre tienden a ofrecer una estimación muy inferior a la que va a prevalecer. La diferencia entre el precio real de la venta por exportación y el precio estimado irá luego en las arcas de Hacienda para contribuir al pago de la deuda pública y alimentar los fondos estatales. Sólo una quinta parte de estos ingresos regresa a PEMEX.

En consecuencia, casi todos los años los rendimientos son deficitarios para PEMEX, a pesar del alza extraordinaria en los precios del petróleo, desde 2003. Por la forma de calcular los ingresos extraordinarios, PEMEX no se ha beneficiado de este *boom* petrolero. Sigue endeudándose para completar el pago de sus impuestos al Estado mexicano y, también, para financiar sus propias operaciones.

En este sentido, la renta favorece ante todo el gasto corriente en detrimento de las inversiones productivas. Por otro lado, el régimen fiscal muestra la enorme dependencia de PEMEX respecto a la Secretaría de Hacienda (SHyCP). No es casual que, aun dentro de la empresa, muchos consideren que el verdadero director de PEMEX es el secretario de Hacienda.

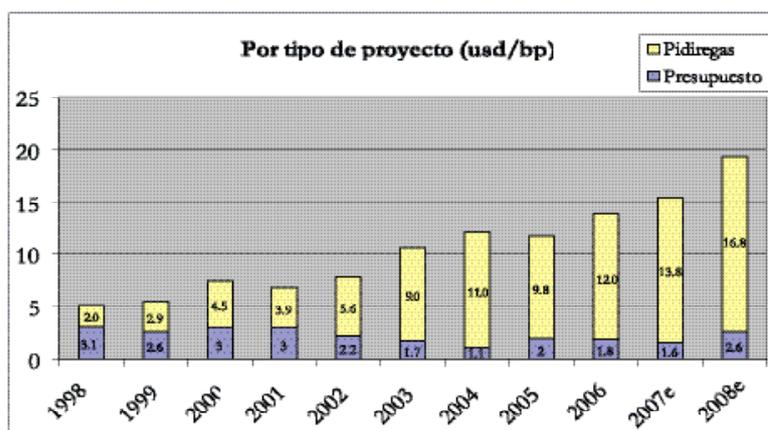
En estas condiciones, PEMEX tiene la obligación de endeudarse para financiar sus propios proyectos.

#### **- La política de endeudamiento de PEMEX**

Desde 1997, PEMEX utiliza en gran parte un esquema especial —los PIDIREGAS (Proyectos de Infraestructura Diferidos en el Gasto)— que ha sido creado para que los inversionistas privados puedan realizar obras en sectores estratégicos que en la Constitución son reservados a la nación. Aun cuando haya sido muy práctico en un inicio, el endeudamiento por PIDIREGAS en sí ha resultado bastante costoso para PEMEX. Además, ha venido siendo la forma dominante de inversión utilizada por la empresa (ver gráfico 2).



Gráfico 2  
Endeudamiento creciente de PEMEX mediante los PIDIREGAS



Fuente: PEMEX, <http://www.pemex.com/index.cfm?action=content&sectionID=2&catID=159&contentID=177&media=print>

### - Reorganización de PEMEX

Desde principios de los años 90, en México se generó toda una discusión acerca del futuro de la industria petrolera. Se produjeron discusiones serias que confrontaron varias visiones: por un lado, la visión de los llamados “tecnócratas”, según los que la privatización a la manera de YPF en Argentina era la mejor solución para el país. Por otro lado, los conservadores estimaban que el statu quo seguía siendo la mejor decisión. Finalmente, otro grupo —el que lideraba en ese momento PEMEX— se pronunció a favor de una solución intermedia: conservar un monopolio de Estado por una parte, y tratar, por otro lado, de encontrar mecanismos favorables a una lógica de mercado. Esta combinación —monopolio de Estado y mecanismos de mercado— implicaba una construcción un tanto sui generis.

En este marco, en 1992, una de las grandes decisiones fue separar la empresa, que hasta la fecha había sido una empresa compacta, en un *holding* (corporativo con cuatro subsidiarias). Se trataba de concentrar PEMEX sobre el *core business* —Exploración y Producción (E&P)— para abrir paulatinamente los demás segmentos de la industria —empezando con la petroquímica, y luego la refinación y el *downstream* del gas—. Por otro lado, se instalaron varios mecanismos e instituciones para fomentar una lógica de mercado: precios de transferencia, agencia reguladora (CRE) y diversas leyes y normas para alentar la competitividad y la regulación.

¿Qué evaluación podemos hacer hoy en día de estas transformaciones, en términos del buen gobierno de la empresa?

### 3. Evaluación del buen gobierno de PEMEX y del sector petrolero

Para realizar la evaluación más adecuada posible, utilizaremos los principios que se desarrollaron en Chatham House y que hemos presentado el día de ayer.

#### (a) La claridad en los roles, objetivos y responsabilidad

Existe una fuerte carencia en la claridad de los objetivos. Por un lado, subsiste una contradicción notable entre los objetivos nacionales y las metas comerciales (el régimen fiscal confiscatorio de PEMEX lo atestigua). Por otro lado, permanece una gran confusión —*traslape*— en los papeles y las atribuciones entre los diversos actores: el propietario, el regulador, el operador y la autoridad fiscal. Por ejemplo, PEMEX —el operador— usurpa muchas de las funciones que corresponden a la Secretaría de Energía (SENER) en cuanto a planeación y a la administración central.

En efecto, la SENER no tiene ni los expertos, ni el conocimiento, ni la información adecuada para cumplir con su papel. En la medida en que se ha carecido de una ley que regule la información que debe entregar la

paraestatal, en los hechos PEMEX se ha autorregulado; además, la SENER carece de la capacidad para sancionar a PEMEX. Por otro lado, PEMEX está presente en todas las fases del proceso, aun cuando no le corresponda intervenir (por ejemplo, en temas como la definición de la política petrolera o la regulación). Por su parte, el gobierno —mediante Hacienda— no debería involucrarse en la fase de definición de las estrategias (es el papel normal del operador).

La confusión de roles conlleva a un gran desorden en la asignación de responsabilidad. Por ejemplo, a pesar de que, en muchos casos, Hacienda sea la instancia que toma decisiones que afectan el desempeño de la industria, PEMEX es en última instancia responsable por los resultados obtenidos.

### **(b) La capacidad de acción**

La capacidad de acción se refiere a que una instancia tenga la autonomía, la autoridad, los recursos financieros, la información y los recursos humanos necesarios para cumplir adecuadamente con sus funciones.

Ahora bien, PEMEX, como lo hemos señalado, no puede decidir su presupuesto. Lo definen otros actores, en particular Hacienda y el Congreso. Tampoco lo puede ejercer en los tiempos requeridos, por la agenda burocrática. Esto dificulta la planeación a largo plazo.

Además no hay una verdadera autonomía de gestión. Este sector carece de leyes propias en rubros como obras públicas y adquisiciones; las leyes y normas vigentes son las mismas que las que rigen cualquier administración pública. Esto afecta indudablemente la flexibilidad operativa de PEMEX.

Finalmente, en términos de recursos humanos, el sindicato no ha contribuido —por el contrario— a alentar un mejor desempeño. El contrato laboral ya no es, en muchos aspectos, vigente (falta de revisión en algunos puntos esenciales desde hace más de 30 años). Por otro lado, la politización en los nombramientos del alto personal —tanto en PEMEX como en SENER— afecta la buena marcha del sector. Busca, antes que nada, lealtad al Ejecutivo. Muchas veces, el alto personal es ajeno, por su formación, a la industria. Al desconocer el funcionamiento de la industria petrolera, el costo de aprendizaje es muy alto.

En cuanto a los reguladores —la SENER y la Comisión de Regulación de Energía (CRE)— también los nombramientos suelen ser políticos. Por ejemplo, durante la gestión del presidente Vicente Fox, hubo cuatro secretarios de Energía en seis años: ninguno de ellos provenía del sector energético y cada uno trajo consigo subsecretarios ajenos al sector. Este vaivén permanente prohíbe que haya continuidad en los programas y es poco favorable a la definición de una política a mediano plazo. El personal, además, no posee el *expertise* ni la información adecuada. La CRE, por su lado, carece de autonomía presupuestal; su presupuesto lo determina la SENER. Por otro lado, la CRE es una institución muy pequeña —alrededor de 120 personas— que está tomada en pinzas por dos gigantes, dos monopolios de estado: PEMEX y la Comisión Federal de Electricidad. Esto le resta bastante capacidad de acción.

### **(c) Desarrollo sustentable**

La contradicción entre el papel nacional (fiscal) y comercial (petrolero) de PEMEX afecta su capacidad para orientar al sector hacia un verdadero desarrollo sustentable.

Por una parte, el uso inapropiado de la renta petrolera afecta esta meta.

- La renta petrolera alimenta el pago de la deuda y el gasto de la infraestructura local: los ingresos excedentes se destinan a equilibrar la balanza comercial, reducir la deuda (pública y exterior) y una parte se transfiere a los estados y los municipios; sólo una quinta parte regresa a PEMEX. Por supuesto, recientemente se han creado fondos como aquellos para desastres naturales.
- Por otro lado, desafortunadamente, PEMEX no ha logrado ser una palanca para el desarrollo regional. No ha logrado elevar de manera duradera el empleo local. Por ejemplo, en las zonas



petroleras, sólo una tercera parte de los empleados de planta de PEMEX provienen de la región. La mayor parte de las contrataciones que hace PEMEX en la región son para trabajos temporales. Además, la presencia de PEMEX viene acompañada por un encarecimiento muy fuerte del costo de vida y conlleva una serie de problemas ambientales. PEMEX no ha logrado desarrollar una política adecuada para contravenir a estos problemas. Tampoco ha sido una palanca importante para el impulso industrial.

#### **(d) La rendición de cuentas y la transparencia**

Quizás aquí los progresos hayan sido más notables. Sin embargo, aún falta emprender cambios para mejorar la situación.

Por el lado del operador, la división de PEMEX en subsidiarias propició —y esto era uno de los propósitos buscados— una mayor transparencia (permitió detectar las operaciones y segmentos en los que había pérdidas). También la aplicación de precios de transferencia entre las diversas subsidiarias alentó una mejor rendición de cuentas. Por otro lado, en 2002, se creó el Instituto Federal de Acceso a la Información (IFAI), instancia que tiene como misión obligar a cada una de las empresas y secretarías de Estado a publicar los datos de su desempeño. Sin embargo, al carecer de un real poder de sanción, la capacidad de acción del IFAI es muy reducida.

De manera casual, la instancia que ha tenido mayor peso en este aspecto es la *Securities Exchange Commission* (SEC) de EE. UU., que obliga a las empresas que emiten bonos a nivel internacional a respetar ciertos criterios sobre sus estados financieros y también respecto a la clasificación y cuantificación de sus reservas. Esto ha tenido un alto peso en México; en particular, ha obligado a PEMEX a revisar a la baja sus reservas.

Finalmente, subsiste una gran desinformación respecto a las donaciones que PEMEX hace a los estados, así como a la situación real de la seguridad industrial. La desinformación alimenta una corrupción que los mismos dirigentes de PEMEX reconocen a nivel oficial: la estiman en 1.000 millones de USD por año.

Por el lado del regulador, la CRE ha sido una agencia bastante transparente en relación con la información que entrega tanto en: (a) las disposiciones, metodología, resultados de las licitaciones y consultas públicas, (b) la posibilidad de imponer recursos frente a las decisiones adoptadas y (c) las numerosas entidades para la rendición de cuentas, desde los órganos internos a la CRE como agentes externos (la Secretaría de la Función Pública, la Auditoría Superior de la Federación) y las diversas oficinas de rendición de cuentas externas.

De manera paradójica, justamente para contrarrestar esta enorme corrupción, se han multiplicado los controles y los reglamentos. Llegan a ser excesivos; emanan de diversas instancias (de la SFP, de Hacienda, del Congreso). Acaban por asfixiar a PEMEX y provocan inercia y parálisis en la toma de decisiones por el miedo a incumplir reglamentos; esto tiene un costo económico que no ha sido calculado del todo (licitaciones anuladas o declaradas desiertas).

De alguna manera, coexisten vacíos legales y, por otro lado, controles excesivos.

Indudablemente el balance que presentamos ofrece una visión un tanto pesimista acerca de PEMEX y de la industria petrolera mexicana.

De manera de enfrentar los retos que plantea la situación actual, el 8 de abril de 2008 el Ejecutivo emitió una propuesta de reforma petrolera con cinco iniciativas. En opinión del Ejecutivo, estas iniciativas debían ser objeto de una aprobación en el menor tiempo posible. Sin embargo —en parte por la presión de los partidos de oposición— se tuvo que acordar un tiempo para que se diera un debate nacional. A partir del 13 de mayo, se inició —por un lapso de 72 días— un gran debate que fue auspiciado por el Senado de la República con el fin de que los principales especialistas puedan ofrecer argumentos e información que permitiera a los congresistas apreciar mejor la pertinencia de las diferentes iniciativas presidenciales en cuanto a la reforma petrolera y darles la posibilidad de proponer —si fuera el caso— modificaciones parciales o sustanciales.

Es de esperar que este debate permita a PEMEX y a la industria petrolera subsanar los problemas y dificultades que la han ahogado desde hace años



## ***La industria del petróleo brasileña.***

### ***Marco regulatorio***

**Edmilson Mountinho dos Santos**

Brasil fue un país básicamente importador de petróleo. Desde los años 30 desarrolló políticas nacionalistas respecto a los hidrocarburos. Cuando se creó PETROBRAS el año 1954, se puso como símbolo nacional la bandera de Brasil, con un gran slogan que decía “El petróleo nos pertenece”, porque se creía que el petróleo era del país y de los ciudadanos brasileños. En ese periodo, Brasil no tenía petróleo y PETROBRAS nació como una empresa de refinamiento, distribución y comercialización de productos derivados de petróleo. Solamente después de los *shocks* petroleros de los años 70 y 80 la compañía petrolera se transformó en un líder global en tecnologías *offshore* y pasó a operar como uno de los nuevos gigantes de la industria petrolera mundial. El proceso de crecimiento de PETROBRAS siempre fue interpretado con ambigüedad por la sociedad y el Estado. Si es verdad que PETROBRAS es un orgullo nacional para los brasileños, no es menos verdadera la constante preocupación de controlar una empresa con enorme vocación monopolista.

#### ***1. Cambios en el escenario de la industria hidrocarburífera en Brasil después de 1997***

Fernando Henrique Cardoso promulgó la Ley 9478 de 6 de agosto 1997, que permitió la presencia de otras empresas para competir con PETROBRAS en toda la cadena de la actividad petrolífera, estableciendo las nuevas reglas institucionales. Entre las principales medidas y objetivos de la ley (y sus más recientes modificaciones o complementaciones), están las siguientes:

- Creación del Consejo Nacional de Política Energética (CNPE), organismo público vinculado a la Presidencia de la República y presidido por el Ministro de Estado de Minas y Energía, que es el encargado de formular las políticas públicas del sector energético. El CNPE no funcionó como estaba previsto en la ley. La planificación energética fue retomada después del año 2002, durante el gobierno del presidente Luiz Inácio Lula da Silva, cuando se creó la Empresa de Investigación Energética (EPE).
- Creación de la Agencia Nacional del Petróleo (ANP), ente gubernamental regulador del sector, vinculado al Ministerio de Minas y Energía. Tiene bajo su responsabilidad la regulación, fiscalización y contratación de todas las actividades del sector, tanto de *upstream* como de *downstream*. Antes de la promulgación de la Ley 9478, PETROBRAS era la representación del monopolio nacional. El Estado tenía muy pocos instrumentos para controlar a su empresa estatal; el instrumento de gobernabilidad era muy débil ya que, por un lado, el presidente de PETROBRAS tenía mucho más poder que el ministro de Energía de Brasil, y por otro lado los gerentes de PETROBRAS estaban por encima de los técnicos burócratas del mencionado ministerio. Es decir, en ese momento no existía una entidad o institución capaz de regular PETROBRAS y el Ministerio de Energía no tenía personal especializado en el tema de regulación; por lo tanto, PETROBRAS se autorregulaba.
- Incrementar el uso de gas natural. La Ley 9478 de 1997 no fue considerada favorable al gas natural, por lo que desde el año 2005 se ha generado una discusión en el Congreso referente a la aprobación de una nueva ley del gas. La ANP no puede asumir la responsabilidad de la política de gas, la que tiene en PETROBRAS al principal agente de decisión.



- Incrementar la competencia, mediante la apertura del sector energético a otras empresas distintas a PETROBRAS. La ANP nació con el desafío de promover la competencia y su principal objetivo, definido en la Ley 9478, es crear un entorno competitivo para los mercados de petróleo y gas en Brasil, que garantice precios más bajos y mejores servicios para los consumidores. La ANP fue poderosa en sus primeros años de existencia. Pero gradualmente perdió fuerza con el gobierno del presidente Lula. La agencia tuvo éxito en la atracción de otros inversores *upstream* y mantiene la función de promover licitaciones públicas para nuevas actividades de exploración. Ese modelo ha conducido a grandes y nuevos descubrimientos de hidrocarburos. Todavía la ANP encuentra crecientes resistencias para continuar la promoción de la competencia internacional en el país. En el *downstream*, la competencia se tornó aun más distante de la realidad y PETROBRAS mantiene siempre su posición monopolista.

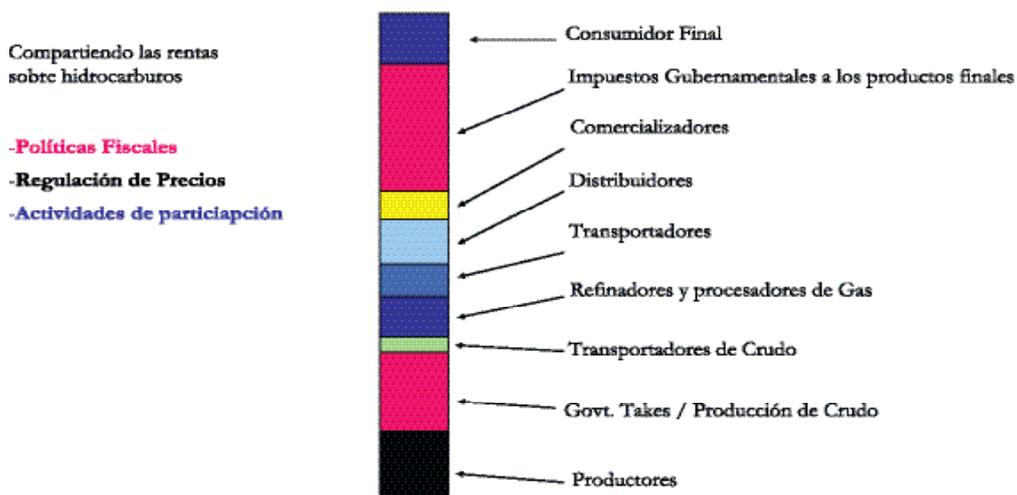
## 2. Cambios en el proceso de captura de las rentas petroleras

Respecto a la captura de las rentas de hidrocarburos, se tiene que entender el proceso de reestructuración en una perspectiva más amplia. En primer lugar, se debe mencionar que antes de la Ley 9478, el Estado no era capaz de capturar las rentas de los productores y consumidores. PETROBRAS pagaba pocas regalías sobre el petróleo crudo que producía y los consumidores se beneficiaban de políticas de control de precios y subvenciones sobre los productos derivados del mismo. La nueva ley permitió cambiar ese contexto.

Esta ley estableció que los derivados de petróleo consumidos en el mercado doméstico deberían venderse a precios con paridad internacional, terminando con las políticas populistas de control de precios domésticos y de subvención. Con referencia a la producción domestica de crudo, se trató de crear un sistema de regalías y tributos especiales para compartir la renta de los hidrocarburos entre el Estado y los productores.

El proceso de participación en las rentas hidrocarburíferas se refleja en el gráfico 1. Un dólar de cada barril de crudo producido en el país puede dividirse entre cada uno de los actores de la cadena productiva: productores, transportadores, refinadores, distribuidores y comercializadores, el Estado (federal, estadual y municipal) y los consumidores finales. En el futuro, probablemente se deberá agregar a los entes afectados por las externalidades negativas, generadas por la cadena productiva, adicionando nuevos valores que hacen referencia a esos impactos negativos, por ejemplo, tributos sobre las emisiones de CO<sub>2</sub>.

Gráfico 1  
Dimensiones de la renta de los hidrocarburos



Fuente: Edmilson Mountinho dos Santos.

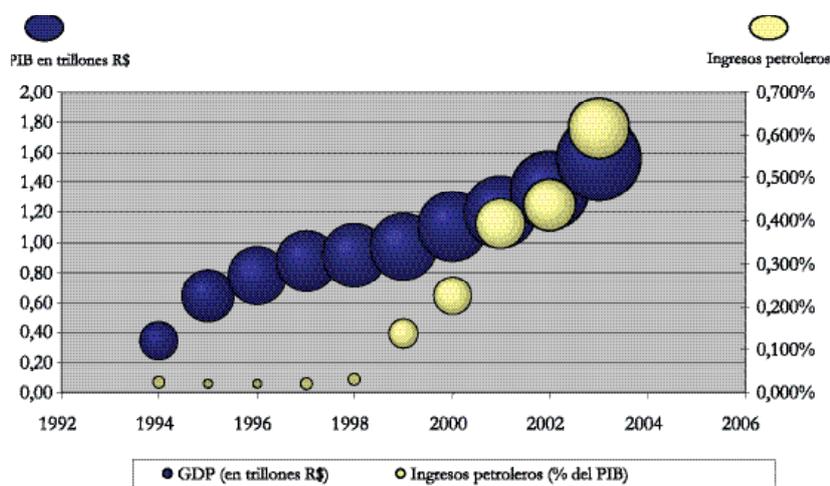


Sin embargo, el tópico más interesante en la revisión de la distribución de las rentas petroleras está centrado en la relación existente entre PETROBRAS y el Estado. El slogan nacionalista “El petróleo nos pertenece” permitió a PETROBRAS capturar desde 1954 la parte más grande de las rentas para financiar sus actividades y su expansión. Los ciudadanos brasileños y el Estado se beneficiaban como usuarios de productos subvencionados y como propietarios de una compañía en rápido crecimiento. Pero con el tiempo, en la medida en que la producción doméstica de crudo aumentó, si bien el petróleo probablemente era de los brasileños, la renta petrolera era para PETROBRAS. A través de la empresa estatal, el sector petrolero conservaba para sí prácticamente todos los ingresos y la sociedad obtenía una participación mínima de la misma.

Ante esta situación, lo que hizo la nueva ley fue modificar las atribuciones de PETROBRAS para que la compañía no mantenga la función del Estado de capturar las rentas (función transferida a la ANP), y se estableció a la compañía estatal como una empresa comercial, la misma que debía comportarse como una empresa petrolera normal, pagando tributos y generando rentas para la sociedad, tal como si estuvieran explotando en cualquier otra parte del mundo; es así como ahora funciona PETROBRAS.

En el gráfico 2 se muestra la evolución de la participación del gobierno en los ingresos petroleros como porcentaje del producto interno bruto (PIB). Los globos azules son el valor del PIB y los globos amarillos representan la participación del gobierno en los ingresos petroleros como porcentaje del PIB. El efecto de la Ley 9478 se ve claramente con la rápida expansión del *government take* sobre una producción de crudo creciente a precios cada vez más altos. En general, se puede decir que las rentas petroleras tienen hoy una misión decisiva en la manutención del equilibrio fiscal del Estado.

**Gráfico 2**  
Evolución del PIB y participación del gobierno en los ingresos petroleros (como % PIB)



Fuente: ANP y Banco Central.

Con la ley de 1997 la carga impositiva recae sobre los productos refinados finales, que se comercializan sin subvenciones. Este fue un enorme cambio en el proceso de reestructuración porque incrementó sustancialmente la participación del Estado en las rentas a través de los productos finales; por lo tanto, hoy no existen subsidios y los precios en el mercado doméstico son similares a los internacionales para todos los combustibles.

El subsidio al GLP mostró un caso interesante: el 90% de las casas en el Brasil usan ese energético para cocinar. Desde el centro de Sao Paulo y Río de Janeiro hasta lo más profundo de la selva amazónica hay GLP. Históricamente, este producto era subsidiado, pero dicho subsidio era al producto; es decir, se subsidiaba por igual a las personas pobres para que puedan cocinar y a los ricos para que puedan calentar sus piscinas, resultando una subvención incoherente.

Por lo tanto, se le dio fin a este subsidio y actualmente el GLP se vende en el país a precio internacional como cualquier otro producto (hay todavía ventajas fiscales para el producto comercializado en garrafas pequeñas de

13 kg para uso doméstico). Cuando subió el precio del GLP, el ex Presidente Cardoso tuvo que lidiar con una fuerte resistencia, debido a que el hecho de subir de un día para otro el precio del recurso en un país considerado pobre originó un problema social muy grande. En ese momento se creó el "Voucher de GLP", que era un subsidio única y exclusivamente para los pobres, con el fin de que ellos puedan tener un GLP más barato.

Actualmente, el Presidente Luiz Inácio Lula Da Silva mejoró el sistema: acabó con el "Voucher de GLP", y lo volvió parte de un "Voucher familiar". Por lo tanto, ahora el gobierno le da dinero a las familias pobres y ellas deciden qué hacer con él. En términos de gestión económica esto es más democrático y más eficiente; sin embargo, no lo es en términos energéticos, ya que ahora estas familias están recibiendo el dinero pero no se conoce qué porcentaje del mismo representa la parte a ser gastado en GLP. Se perdió así la visibilidad del subsidio.

En la perspectiva a largo plazo se ha mejorado mucho el sistema de precios aplicado en Brasil. No obstante, hoy por hoy, el país atraviesa fenómenos nuevos y asombrosos. En primer lugar, los precios domésticos no suben con la misma velocidad que en los mercados internacionales. Se tiene una política blanda de control de precios, reduciendo la rentabilidad de las actividades en el *downstream*. PETROBRAS mantiene el monopolio, quedando a un lado otros potenciales inversionistas del mercado brasileño.

Por otro lado, el derivado de petróleo históricamente más noble, la gasolina, que en el pasado fue el producto con mayor carga tributaria, y financiador de las demás subvenciones, actualmente está entrampado por la nueva política de combustibles. La gasolina paga el 60% de impuestos sobre el precio en el distribuidor final; sin embargo, está compitiendo ahora con el etanol y sus precios en el mercado doméstico no reflejan como deberían las tendencias de alza de los mercados internacionales.

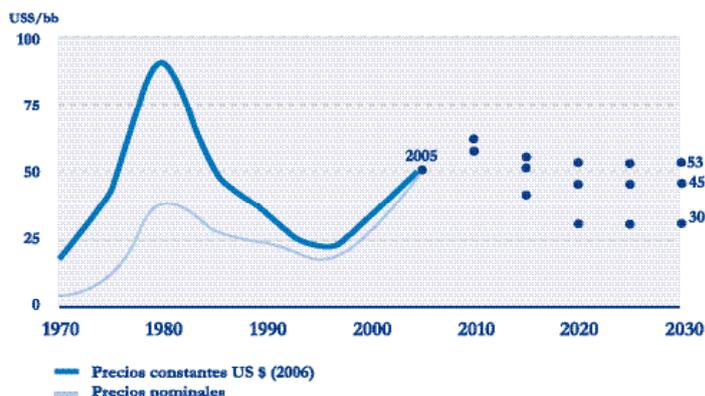
Hasta ahora no se había puesto atención a la industria del etanol como una energía sustitutiva. Pero la producción de etanol tuvo suficiente inversión como para aumentar substancialmente la oferta doméstica. Por lo tanto, los términos de exportación no fueron tan claros. No existen ductos, ni puertos para transportar etanol hacia los países mas desarrollados, ni un verdadero mercado global de este producto. Así, cuando llega la época del cultivo de la caña, se crea un superávit de etanol en el mercado doméstico y la gasolina no puede incrementar su precio aun cuando debería seguir el precio internacional. El precio de la gasolina tiene que ajustarse al precio doméstico del etanol, y este refleja los cuadros de superabundancia.

### 3. Justificativos para la transición de 1997

Las expectativas que generaron los nuevos descubrimientos fueron enormes y PETROBRAS en el año 1997 no tenía recursos para explotarlos. Este fue un primer gran argumento para aprobar la Ley 9478 y cambiar las reglas del juego en el sector. Brasil aún es considerado como una frontera exploratoria para petróleo y gas.

En el gráfico 3 se muestra la evolución que ha tenido el precio del petróleo entre el periodo de 1970-2008. En 1997, el precio internacional del crudo era muy bajo, con la perspectiva de mantenerse así por muchos años, haciendo imposible que PETROBRAS pueda continuar sola en la exploración de todo el territorio internacional.

**Gráfico 3**  
**Evolución de los precios internacionales del petróleo**



Fuente: EPE



#### 4. Miradas al futuro

El cuadro político y económico del petróleo cambió sustancialmente desde 1997. Con el precio internacional del petróleo, que alcanzó a 150 USD/barril, la cantidad de dinero que PETROBRAS está ganando es inmensa, y su poder político es mucho mayor. Por otro lado, después de diez años, la ANP se ha vuelto muy débil; esta debilidad se puede atribuir a la confusión de roles que tuvo al inicio, ya que por un lado hacía política y por otro regulaba. Es evidente que ambos roles juntos no funcionan bien. Cuando el Presidente Lula encaminó una política de rescate del Ministerio de Energía, la ANP se debilitó. A partir de 2005, ni la ANP ni el ministerio lograron ejercer una posición de liderazgo. En ese vacío institucional, PETROBRAS recuperó su fuerza política.

El modelo institucional también reflejó una nueva realidad de disponibilidad petrolera para el país. El año 1996, antes de la promulgación de la nueva ley, las reservas probadas de petróleo y gas eran de 11,26 billones de barriles. Las reservas probables, aún no descubiertas, eran muy grandes

(alrededor de 60 billones de barriles), pero las probabilidades de éxito eran relativamente bajas. A la fecha, todo eso parece haber cambiado radicalmente y se han encontrado reservas gigantes, que actualmente están siendo analizadas, y que apuntan a transformar al Brasil en un país petrolero con vocación exportadora. Se trata de una realidad completamente nueva.

Se puede decir con toda seguridad que las reservas probadas por lo menos se van a duplicar, pudiendo incluso multiplicarse por cinco o diez veces respecto a las reservas actuales. Eventualmente, es probable que la magnitud de estas reservas se confirme en el largo plazo, más de diez años; sin embargo, es cierto que la realidad cambiará completamente. Quizá no llegue a tener un impacto a escala global, pero seguramente va a tener un tremendo impacto a nivel nacional y regional.

En este punto surge la pregunta: ¿cuántas empresas privadas en Brasil podrían participar en el nuevo juego?, ¿cuántos inversionistas podrían invertir 200 millones de USD en inversiones de riesgo, con una muy alta probabilidad de encontrar nada? La respuesta para la segunda pregunta es que probablemente sólo PETROBRAS. Por lo tanto, la discusión es si PETROBRAS dividirá los riesgos y premios con actores extranjero y si se quedará como empresa estatal.

Para pensar en el futuro rol de PETROBRAS, se mencionan dos aspectos que justificaron su permanencia como empresa estatal en 1997, cuando la nueva ley fue aprobada:

- El primero se refiere al riesgo que asume PETROBRAS con relación a las demás empresas privadas en Brasil. Como empresa estatal en *joint-ventures*, con empresas internacionales petroleras ha sido más agresiva en tomar riesgos. Este es un buen argumento para justificar mantener su estatus, porque gracias al capital de riesgo ha mejorado la actividad exploratoria en el país, logrando abrir nuevas fronteras.
- El segundo: PETROBRAS siempre fue considerada el activo más rentable del Estado. Dados los nuevos descubrimientos y las perspectivas de evolución de los precios del petróleo, el potencial de valoración de la empresa en el futuro es enorme. Por lo tanto, es bueno para el Estado mantener esa compañía y volver a pensar en su eventual privatización tal vez dentro de unos diez o más años. Como opción de inversión para el Estado, PETROBRAS es una opción perfecta porque probablemente en poco tiempo va a tener el doble de su tamaño actual; pero para recolectar las rentas tal vez no, porque los conflictos entre la empresa estatal cada vez más gigante y el Estado con limitada capacidad de gobernabilidad del sector tenderán a ampliarse.

Si la privatización de PETROBRAS se hace imposible (y tal vez no deseada), Brasil tampoco debería dejarse llevar por fuerzas nacionalistas y contrarias a las inversiones externas. Es importante que existan empresas privadas que inviertan en exploración, que es una actividad de alto riesgo. Si las empresas privadas no invierten su capital de riesgo, entonces PETROBRAS (por lo tanto, el Estado) tendrá que hacerlo. Además se debe considerar que:

- Con la Ley 9478, se ha puesto a PETROBRAS en competencia con otras compañías para conseguir nuevos campos para la exploración y así enfrentar nuevos desafíos. PETROBRAS pasó a tener que competir en igualdad de condiciones con otras empresas en las rondas de licitación. Eso fue bueno para PETROBRAS, porque tuvo que comportarse como una empresa comercial igual a las otras. Los grandes frutos de los nuevos descubrimientos están asociados a este nuevo modelo.
- El gobierno está anticipando rentas porque en este proceso de licitación PETROBRAS ha estado inflando los valores de las exploraciones (si alguien quiere pagar 10, PETROBRAS paga 15). PETROBRAS todavía posee los datos históricos y la información, por lo tanto, puede apostar más sobre áreas que considera que podrían ser mejores. En tal sentido, la empresa estatal ayuda al Estado a capturar mayores rentas anticipadas de las otras empresas que desean continuar con su participación del proceso licitatorio.
- Ahora se tiene más de 40 compañías (de las cuales sólo Shell y otras empresas pequeñas ya están produciendo), que rápidamente se transformarán en productoras (entre las nuevas productoras tenemos a BG, Repsol-YPF, ENI). Antes de disfrutar de la producción y de la exportación, éstas tuvieron que gastar su capital de riesgo en exploración. Por más que el cuadro de posibilidades se presente más claro, el Brasil necesitará otras decenas de billones de dólares americanos en nuevas inversiones de exploración en los próximos diez años. Por lo tanto, PETROBRAS no puede invertir sola todo ese capital de riesgo.

Hoy, el único exportador e importador de petróleo y gas es PETROBRAS; por lo tanto no hay ningún problema político ante esa situación. La empresa estatal está equilibrando las exportaciones e importaciones. En términos de volumen, Brasil está próximo a ser autosuficiente (la meta se distancia cuando PETROBRAS no logra incrementar la producción con velocidad suficiente como para alcanzar al consumo interno, que aumenta con el crecimiento económico del país). En términos de balance económico, la autosuficiencia está todavía más lejos, porque el sector petrolero brasileño exporta los productos básicos e importa productos especializados. Por lo tanto, Brasil tiene que pagar esta diferencia en calidad.

Pero de aquí en adelante, Brasil va a convertirse en una nación exportadora neta de petróleo y PETROBRAS probablemente no será el único agente exportador. La Ley 9478 prevé la exportación libre mediante aprobación de la ANP. Pero la sociedad brasileña tal vez no esté lista para eso. Si una empresa pequeña exporta una reducida cantidad de petróleo, no hay problema, pero si una compañía petrolera internacional, como la *Shell* o alguna con bandera estadounidense decide exportar importantes volúmenes de petróleo, es casi seguro que los sentimientos nacionalistas aflorarán en Brasil. Por eso, se puede decir que el modelo regulatorio propuesto por la Ley 9478 está hoy en peligro.

Tal vez igualmente complicado sea el concepto de integración energética con los países vecinos. Es verdad que Brasil aún dependerá por varios años de las importaciones de petróleo y particularmente de gas de Bolivia. Pero la perspectiva de esas relaciones a largo plazo no se presenta como muy optimista. No parece razonable pensar en la expansión de la relación entre Brasil y Bolivia porque la demanda de más gas en el mercado brasileño tiende a ser cubierta a partir de una producción doméstica creciente. Además, los escenarios políticos, económicos y sociales en Bolivia no favorecen el establecimiento de compromisos de largo plazo, que son necesarios para quien espera vender más gas al Brasil. Por lo tanto, la integración energética en sí tal vez ha llegado a su fin. Brasil y Bolivia tendrían que comenzar a buscar nuevos conceptos y direcciones para justificar una integración económica, social y política más intensa entre las dos naciones.

Y finalmente, ¿qué se puede pensar para ese nuevo "Brasil petrolero" durante las próximas décadas? Hay una serie de argumentos que reproducen una visión optimista. Desde una perspectiva económica, los descubrimientos de petróleo en Brasil tienen aspectos muy positivos:

- Primero, en Brasil se ampliarán las posibilidades del crecimiento sustentable del PIB. Los economistas



consideran que una tasa de crecimiento del 5% es una tasa anual posible para el Brasil; una tasa mayor generaría fuertes presiones inflacionarias.

Ahora bien, con estas grandes reservas de petróleo se ha abierto el espectro económico de largo plazo del país. ¿Se puede decir que se ha llegado a una nueva referencia para el crecimiento sostenido del Brasil, tal vez más del 6% al año en los próximos 15 años?

- Segundo, respecto a las rentas del petróleo, es probable que el gobierno brasileño aumente su *government take*, particularmente en las nuevas grandes reservas. El gobierno va a tener mucho más dinero para apoyar a la gente pobre y al esfuerzo de educación, y eso también puede ser bueno.
- Tercero, con relación a las tasas de interés, aun si el Banco Central adopta una política monetaria de contención en el corto plazo, controlando la inflación, los intereses en Brasil descenderán a largo plazo. Con el nuevo petróleo se estima que las tasas de interés caerán aun más, porque ahora el país y el gobierno aumentarán su capacidad de honrar deudas (con base en la riqueza futura, se puede contraer mayor deuda y reducir los costos de esas deudas).

La experiencia pasada, comparando el desempeño a largo plazo de Brasil con el de Río de Janeiro, y si se considera a esta ciudad como un país independiente, los “cariocas” deberían estar muy bien porque Río de Janeiro produce el 85% de la producción petrolera total de Brasil. Entre 1999 y 2003, cuando los precios del petróleo comenzaron a subir, Río de Janeiro fue una excepción en el Brasil, presentando un crecimiento del PIB del 3% al año contra -2% en el resto del Brasil. Entre 1985 y 1999, cuando los precios del petróleo colapsaban, la economía carioca se comportó peor que el conjunto de la nación. El gráfico muestra que en todo el periodo, de 1985 a 2003, el petróleo no fue capaz de proporcionar a Río de Janeiro una mejor perspectiva económica política y social de largo plazo, en comparación con los demás estados de la Federación.

Finalmente, parece importante abrirse a un gran debate y considerar las formas más correctas para utilizar las rentas petroleras. En Río de Janeiro, las rentas del petróleo aparentemente no se convirtieron en educación de mejor calidad, en mejores viviendas y mejor calidad de las ciudades o en aspectos que podrían conducir al desarrollo. Mirando el caso de Noruega, donde fueron capaces de comprender que la riqueza más importante no es el petróleo, sino el capital humano de la nación, las rentas petroleras se transformaron en ocho millones de cerebros trabajando con mayor productividad, y se evitó igualmente una explosión de corrupción. Lo que la Ley 9478 no propuso y fue incapaz de plantear fue un conjunto de reglas para disciplinar la distribución y los gastos de las rentas petroleras dentro del país. Por lo tanto, se tiene que reconocer que el modelo institucional existente no garantiza que la nueva riqueza petrolera vaya a traducirse en más desarrollo para todos los brasileños, incluyendo los efectos positivos en las naciones vecinas amigas.



El caso colombiano refleja la dinámica hidrocarburífera de este país en los últimos 50 años; también hace mención a los cambios que se han realizado en la compañía estatal colombiana (ECOPETROL) en años recientes. El caso colombiano se resume en el modelo de contratación petrolera, el cual está muy ligado con el tipo de empresa que allí se tiene.

#### **1. Evolución del modelo de contratación petrolera**

Los contratos en Colombia fueron inicialmente de concesión; el primero que se otorgó el año 1905, para explotar la Concesión de Mares en el Magdalena medio, cuyo centro de operación fue el municipio de Barrancabermeja.

Posteriormente, alrededor del año 1950, se creó la empresa ECOPETROL, que operó bajo ese contrato de concesión hasta el año 1969, cuando se introdujo el modelo de asociación. mediante DS 2310 de 1974, se establecieron las bases del modelo y se otorgó a ECOPETROL la facultad exclusiva para explorar y explotar los hidrocarburos de propiedad nacional, en forma directa o indirecta, bajo contratos distintos a los de concesión.

El cambio de modelo fue muy positivo porque se pasó de un contrato de concesión —en el cual el capitalista internacional hacía la inversión y Colombia, como país productor, solamente recibía una parte de las inversiones y de los impuestos y no obtenía ningún aporte adicional— a un contrato de asociación que permitió que la industria petrolera nacional se desarrollara, coadyuvando al aumento de la exploración y al descubrimiento de nuevos yacimientos.

El contrato de asociación establecía que la empresa estatal participaba con un 50% de inversión en exploración con la empresa extranjera, cumpliendo la primera solamente un rol de socia, asumiendo el mayor riesgo la empresa extranjera. Si al final no se descubría petróleo, la mayor parte de la pérdida la asumía el inversionista extranjero, en tanto que la empresa estatal colombiana se adjudicaba una parte muy pequeña de ella, y si se descubría petróleo la empresa nacional pasaba a ser socia con el 50% en la fase de producción.

Otra ventaja de este contrato fue que permitió un aumento en la exploración, ya que se encontraron yacimientos muy importantes, como los de Caño Limón en Araucana y los de Cuisiana y Cupiaga en el departamento de Casanare, ambos de más de mil MMB. Esto convirtió nuevamente a Colombia en exportador de petróleo, condición que había perdido desde el año 1973 por falta de exploración.

A partir de la implementación de los nuevos contratos y descubrimientos, la situación financiera de ECOPETROL mejoró notablemente; sin embargo, este éxito no fue muy alentador para la empresa estatal, ya que se le impidió utilizar recursos para la exploración. Se argumentó que esta actividad era muy riesgosa para la empresa estatal y que era preferible atraer inversión extranjera a través de los contratos de asociación, para que la empresa privada asumiera todos los riesgos exploratorios.

El modelo de asociación funcionó muy bien por un periodo de 30 años aproximadamente, hasta que se generó un debate que establecía que el 50% de participación no era suficiente con relación a la magnitud de los campos encontrados, porque se consideraba que si se había encontrado dos campos de mil MMB cada uno, lo más



probable era que siguieran apareciendo campos similares. Este análisis causó inquietud en los niveles políticos y entre los expertos en el tema petrolero, por lo que se estableció el cambio de modelo por uno que otorgara mayor participación a la empresa estatal y menor a la empresa privada; de esta manera, a finales de los años 90 había un 20% de regalía y la proporción de la participación era 50-50.

Los cambios en el modelo, sobre la misma base del contrato de asociación, establecieron que las proporciones entre la empresa estatal y la privada, dependiendo del volumen encontrado, es decir, de la magnitud del yacimiento, iban a ser decrecientes para la compañía privada.

Desde el punto de vista puramente financiero, estos cambios resultaban negativos porque cuando se descubre petróleo, se puede encontrar pozos con una inversión de alrededor de un millón de USD en áreas fáciles; sin embargo, también se puede encontrar yacimientos con inversiones de 20 ó 200 millones de USD y la rentabilidad de esas inversiones es mucho menor que con un campo cuyo desarrollo ha sido barato. Ese primer cambio en los contratos trajo un grave conflicto con las empresas petroleras y generó, como consecuencia, una disminución drástica del nivel de exploración.

Es importante mencionar que el modelo colombiano está basado en la inversión privada extranjera, en la que la empresa estatal no efectúa grandes inversiones en materia de exploración; su actividad está centrada en el control y administración de los contratos conjuntos como socia del inversionista multinacional. Por tanto, las modificaciones realizadas en los contratos originaron que la inversión descendiera drásticamente en materia de exploración e influyó en la disminución de la producción nacional.

La producción petrolera colombiana alcanzó, en determinado momento, a 1 MMBD; posteriormente bajó a 300.000 barriles diarios y actualmente se encuentra en alrededor de 500.000. Los campos empezaron a decrecer por falta de exploración y descubrimiento de nuevos pozos. De alguna manera, los colombianos fueron víctimas de su propio éxito. Quizá si se hubiese dejado el modelo anterior, tal cual como funcionó hace 30 años, la producción de petróleo no hubiera descendido de esa manera.

En Colombia, desde 1993, no se logró nuevos descubrimientos petrolíferos porque el excedente económico se transfería al Ministerio de Hacienda; la empresa estatal no contaba con recursos suficientes para explorar y las empresas extranjeras redujeron estas actividades.

La presión de las compañías extranjeras hizo que la responsabilidad de la escasa exploración se la atribuyera a las condiciones de los contratos de asociación que eran, según ellas, poco competitivas, logrando de esta manera modificaciones a las reglas de distribución de los beneficios; sin embargo, tampoco se consiguió resultados inmediatamente. Finalmente, se propuso eliminar la restricción por la cual las compañías sólo podían explorar y operar conjuntamente con ECOPETROL.

Ante la preocupación por la baja de las inversiones en la exploración y la necesidad de tener petróleo por lo menos para satisfacer la demanda interna y exportar los excedentes si se lograba generarlos, el año 2004 se definió nuevos elementos para la contratación de la exploración y producción de hidrocarburos, restableciendo el contrato tipo de concesión moderna, en el que el inversionista asumía el riesgo a cambio de obtener la totalidad de los derechos de producción después de pagar las regalías. Esto fue un salto con respecto a lo que se venía operando, que eran contratos de asociación o de riesgo compartido.

Es importante mencionar que Colombia tomó como referencia el caso brasileño y, antes de realizar los cambios al modelo de contrato el año 2004, el año 2003 creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), dependiente del Ministerio de Minas y Energía, para que asumiera la responsabilidad de administrar los recursos de hidrocarburos de la nación, quitándole esa función a ECOPETROL.

## **2. El nuevo contrato petrolero**

El nuevo contrato petrolero operaba en tres etapas: exploración, evaluación y explotación.



A este modelo se adicionó un contrato de evaluación técnica (TEA), que podía tener una duración de hasta 18 meses, mediante el cual se podía asignar un área de gran tamaño para realizar trabajos de superficie con el fin de obtener mejor información sobre la presencia de hidrocarburos en una zona específica.

Este contrato otorgaba exclusivamente al contratista el derecho de explorar el área contratada y de explotar los hidrocarburos de propiedad del Estado que se descubrieran dentro de dicha área, adelantando las actividades y operaciones a su exclusivo costo y asumiendo el 100% del riesgo, proporcionando todos los recursos necesarios para proyectar, preparar y ejecutar las actividades y operaciones de exploración, evaluación, desarrollo y producción dentro del área contratada.

Las principales características del nuevo contrato eran:

- Un periodo de exploración de seis años, durante los cuales el contratista debería llevar a cabo el programa exploratorio mínimo, entendiéndose éste como el programa que el contratista se obliga a ejecutar como mínimo durante cada fase del periodo de exploración. Asimismo, se consideraba la posibilidad de un programa exploratorio posterior de un máximo cuatro años divididos en dos fases.
- Un periodo de evaluación en el que se valoraría un descubrimiento y se determinaría si se trata de un campo comercial, el cual se amplía a dos años cuando incluya la perforación de pozos de exploración o de un año en los demás casos, a partir de los cuales se hace la declaración de comercialidad. Para gas y crudo pesado se tenía dos años más de duración (hasta cuatro o cinco años).
- Un periodo de explotación por cada área de hasta 24 años y sus extensiones, si las hay, contado desde la fecha de la declaración de comercialidad del campo correspondiente, durante el cual el contratista debería realizar las operaciones de desarrollo y de producción.

Si se consideraba necesaria una extensión de este periodo, la solicitud se debía hacer en un periodo no mayor a cuatro años ni menor a un año con respecto a la fecha de vencimiento.

Al darse por terminado el periodo de explotación, el contratista debería dejar en buen estado los pozos que en tal época sean productivos y las construcciones y otras propiedades inmuebles, todo lo cual pasaría gratuitamente a la ANH con las servidumbres y bienes adquiridos para beneficio de la explotación hasta el punto de entrega, aunque tales bienes se encuentren fuera del área de explotación.

Con relación al pago de regalías, el nuevo contrato petrolero establecía su determinación de forma escalonada, del 8 al 25% de acuerdo a los niveles de producción, tal como lo demuestra el siguiente recuadro:

Para producción igual o menor a 5 KBPD, 8%  
 Para producción mayor a 5 KBPD e inferior a 125 KBPD X%  
 Donde:  $X = 8 + (\text{producción KBPD} - 5 \text{ KBPD}) * 0,10$   
 Para producción mayor a 125 KBPD e inferior a 400 KBPD corresponde el 20%  
 Para producción mayor a 400 KBPD e inferior o igual a 6000 KBPD: Y%  
 Donde:  $Y = 20 + (\text{producción KBPD} - 400 \text{ KBPD}) * 0,20$

Para producción mayor 600 KBPD: 25%.

Para la determinación de las regalías de gas natural, se asumiría que un barril de petróleo es equivalente a 5.700 pies cúbicos de gas.

Es importante mencionar que en Colombia se ha respetado la suscripción y cumplimiento de los contratos,

en el sentido de que los convenios ya existentes sobre condiciones anteriores no fueron modificados; es decir, ECOPETROL continuó como socio.

Dentro de los contratos se hacía referencia también al pago de unos cánones por el terreno. Esos pagos servían para financiar el funcionamiento de la empresa estatal, con el fin de que la misma no dependa exclusivamente de los recursos del gobierno central. En el caso colombiano, la ANH tiene muchos recursos económicos y no tiene problemas de dinero.

También se había considerado una cláusula de ganancias extraordinarias, que establecía que este tipo de contrato estaba sujeto a unos derechos por precios altos; es decir, que sólo se pagará a la ANH sobre ganancias extraordinarias. Dichos derechos se deben pagar, en el caso de los hidrocarburos líquidos, cuando la producción acumulada de cada área de explotación, incluyendo el volumen de regalías, supere los 5 millones de barriles de hidrocarburos líquidos, y en el evento de que el precio del crudo West Texas Intermediate (WTI) supere el Precio Base (Po).

Cuando se hizo esta regla, el precio de barril de petróleo no era tan alto como ahora, por lo que se estableció que en el momento en que el barril superara cierto valor, se iba a tener que pagar una especie de fee y se iba a tener que repartir la producción, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{Pago a la ANH} = (\text{valor de los hidrocarburos en el punto de entrega}) * (\text{volumen de hidrocarburos del contratista}) * (P - P_o / P) * 30\%$$

El contrato también incluye unas cláusulas de prórroga, que establecen que en todos los casos de prórroga del periodo de explotación de un área de explotación, el contratista reconocerá y pagará a la ANH, a título de derecho de participación en la producción, una suma equivalente al 10% del valor de la producción de hidrocarburos líquidos livianos en el punto de entrega, o el 5% en el caso de gas natural no asociado o hidrocarburos líquidos pesados, obtenida por el contratista a partir de la fecha de vencimiento de la duración inicial del periodo de explotación y valorizada en el punto de fiscalización, después de descontar el porcentaje correspondiente a las regalías.

De igual manera, se incorpora una cláusula referida a la devolución de bienes, donde se menciona que el contratista transferirá gratuitamente a la ANH, a la devolución del área o a la terminación del contrato cuando una u otra tengan lugar, transcurridos los primeros 18 años del periodo de explotación, todos los derechos derivados de contratos bajo la modalidad de financiamiento de proyectos tales como *Leasing*, de construcción, explotación y reversión de bienes, *Build, Operate and Transfer* (BOT), *Build, Operate, Maintain and Transfer* (BOMT), *Build, Own, Operate and Transfer* (BOOT), *Modernize, Operate and Transfer* (MOT) y similares, cuando tales contratos hayan sido celebrados para el desarrollo del periodo de explotación de la respectiva área.

Con relación al rol del operador, el inversionista es libre de escoger al mismo, aunque éste deberá ser aprobado por la ANH; asimismo, posee autonomía en el plan y ejecución de actividades, presupuestos y subcontrataciones bajo la normativa de la legislación colombiana. Los porcentajes de transferencia de tecnología están sujetos al periodo de contratación. Durante la exploración se transferirá el 0,15% de la inversión por fase. Para el periodo de explotación, la transferencia deberá ser de 0,015% del presupuesto ejecutado por año. El límite de estas transferencias es mínimo de 100.000 USD por fase o año.

Finalmente, con referencia a la terminación del contrato, el contratista tiene derecho a ceder o transferir total o parcialmente sus intereses, derechos y obligaciones, con la previa autorización escrita de la ANH, a otra compañía, consorcio y unión temporal que tenga la capacidad financiera, la competencia técnica, las habilidades profesionales y la capacidad jurídica necesarias para actuar en Colombia.



El contratista debe crear un fondo de abandono para garantizar la disponibilidad de los recursos financieros necesarios. Este fondo se podrá ejecutar al producir un acumulado del 50% de las reservas.

### 3. Conclusiones

El nuevo contrato petrolero define claramente que ahora existe una competencia en la fase de exploración; que cualquier agente privado o público es libre de disponer de sus recursos sin limitaciones de ninguna clase y que ECOPETROL es otro agente más en el negocio petrolero, que debe competir para ganar zonas en busca de petróleo y gas natural.

Actualmente, se tiene mucha inversión. Por ejemplo, PETROBRAS está explorando *off shore* en Colombia en búsqueda de gas. En el caso colombiano el principal objetivo no es el de maximizar la renta porque Colombia no es un país petrolero, sino un país con petróleo; por lo tanto, la visión que se tiene del recurso energético es que este es un recurso del cual se dispone pero no es la principal preocupación, ya que en Colombia se tiene una economía más orientada hacia la parte agrícola, como el café. No obstante, el petróleo sigue siendo un insumo muy importante para la economía nacional.

### 4. Caso ECOPETROL

La empresa ECOPETROL fue creada el año 1951, como una compañía totalmente estatal a partir de los activos de la Tropical Oil Co., que manejaba una de las concesiones de Mares.

Esta concesión se inició en 1921. ECOPETROL recibió los campos petroleros, el sistema de transporte, las plantas de gas y la refinería de Barrancabermeja (aún hoy la más importante del país).

En la época en que se creó ECOPETROL, se le quiso dar la imagen de Petróleos de México (PEMEX); es decir, se trató de enfocar sus acciones más a nivel de administrador del recurso petrolero de Colombia. En ese sentido, todo se hacía a través de ECOPETROL o en asociación con la empresa petrolera. Así nadie podía explorar en Colombia si no estaba asociado con la empresa petrolera estatal; por eso se dieron los contratos de asociación.

#### ***¿Por qué ECOPETROL no fue eficiente?***

ECOPETROL argumentaba que no había una claridad en sus funciones porque no era ni empresa petrolera, ni administrador del recurso; es decir, cumplía un rol intermedio y además era utilizada para cuestiones de tipo social, como ser garante del abastecimiento de combustibles del país. Si se generaba un desabastecimiento del mencionado recurso, por ejemplo, el directo responsable era ECOPETROL. En ese sentido, la empresa petrolera era el instrumento del gobierno para manejar todo el sector petrolero.

Adicionalmente, el presupuesto de la empresa era controlado de forma exclusiva por el Ministerio de Hacienda. ECOPETROL debía presentar todos los años, de manera obligatoria, su presupuesto ante el Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES) y defenderlo como cualquier institución del Estado. El CONPES tenía la potestad de disminuir el presupuesto, y lo hacía por razones de tipo económico, no técnico. Si, por ejemplo, se quería bajar el déficit fiscal o tomar cualquier otra medida económica, obviamente ECOPETROL formaba parte de esos recortes.

En definitiva, la empresa tenía evidentemente restricciones y además era muy burocrática, con una mentalidad más enfocada en la administración y no con una visión empresarial.

Por otra parte, a ECOPETROL también se le exigía invertir en otras áreas, como el carbón y la electricidad. Al ser una empresa del Estado, esta obligación no era cuestionada; sin embargo, considerando las circunstancias actuales de escasez de petróleo, lo más coherente debería ser que la empresa de petróleo se dedique a su trabajo, que es buscar petróleo.



El cambio realizado en los contratos obedeció a esta lógica. Se hizo un recuento de todas las restricciones de que era objeto ECOPETROL: no se le daba dinero, se le prohibió invertir en petroquímica, se le restringió la inversión en refinación con el argumento de que los inversionistas privados deberían ser quienes se dedicaran a esta actividad.

La decisión de que el Estado, a través de ECOPETROL, no debería invertir en refinación no tuvo éxito debido a que en el país había una política de precios subsidiados de combustible, aspecto que convertía en poco atractiva la inversión en refinación para una empresa privada. En este punto, se observa una inconsistencia de políticas porque no se podía desmontar los subsidios debido a que las presiones políticas eran muy fuertes. Por otro lado, no se fortalecía a la empresa. Ahí había un problema de esquizofrenia económica.

## **5. Cambios**

Se reconoció la necesidad cambiar a la empresa estatal administradora y burocratizada y se le dio autonomía presupuestaria; de esta manera, el Estado bajó su proporción de participación para que ECOPETROL deje de ser una empresa estatal, autorizando la venta del 20% de sus acciones. A la fecha, se ha ejecutado la venta del 10%.

La venta de acciones se hizo con una visión democratizadora. La inversión mínima por acción fue de 800 USD, con una cuota inicial del 15% y el resto financiado en un año. El objetivo era que la gente de distintos estratos sociales pudiera acceder a la compra.

Ahora se espera que ECOPETROL sea una sociedad por acciones y que, quitándole las prerrogativas, compita con las demás compañías sin ningún tipo de ventajas, no sea socio de nadie y participe en igualdad de condiciones. También el Estado, como propietario de la empresa, pretende que ésta produzca petróleo, pues si se tiene una empresa petrolera es para que genere petróleo, no para tener una cantidad de personal que esté devengando sueldos y administrando contratos.

La administración de contratos está siendo realizada por la ANH; lo contrario no justificaría tener una empresa petrolera. El principal rol de la empresa petrolera es buscar petróleo.

En ese sentido, ECOPETROL se convirtió en una empresa de economía mixta con una asamblea general de accionistas, donde el Estado es el accionista principal y es el que impone sus puntos de vista.

Los fondos de pensiones colombianos adquirieron estas acciones y fue una buena decisión porque estas inversiones se duplicaron: en seis meses pasaron de valer 800 USD a 1.600 USD. El Estado también ganó porque crecieron sus activos en la bolsa.

Actualmente ECOPETROL tiene una junta directiva de siete miembros (tres nombrados por el presidente de la República y cuatro por la junta general de accionistas). Básicamente, lo que se busca es cambiar la mentalidad de la empresa, convirtiéndola en una organización con capacidad comercial cuyo negocio sea el petróleo.

## **6. Consecuencia de los cambios**

Los cambios en ECOPETROL en la gestión 2004-2006 le dieron más autonomía a nivel de contratación de bienes, servicios y personal, pero la obligaron a competir para obtener áreas de exploración al igualar sus condiciones de operación con las de las empresas privadas.

Las nuevas normas significaron para ECOPETROL una limitación en su papel monopólico en la prospección, producción y operación de campos petroleros y de gas, ya que a partir de la creación de la ANH no es necesario para el sector privado asociarse con la empresa estatal para exploración y producción (E&P). Con esto se buscaba hacer más eficiente a ECOPETROL al introducirse competencia, porque ahora debe concursar junto al sector privado para adquirir zonas de exploración.



## 7. Conclusiones

El anterior marco regulatorio trajo beneficios para ECOPETROL porque le dio una participación permanente como socio en la exploración y explotación, pero las normas sobre contratación y las regulaciones del gobierno la limitaron para hacer un uso eficiente de los recursos y le quitaron autonomía en el manejo de los recursos.

Con las nuevas normas del contrato petrolero, ECOPETROL pierde el monopolio de la exploración porque tiene que competir con el sector privado. Por otra parte, los cambios en los estatutos de la empresa le dan más autonomía operativa. Sin embargo, el uso de la renta petrolera sigue sujeto a las decisiones del gobierno nacional.





## ***La industria del petróleo noruego y las características clave del sistema tributario***

**Bjørn G. From**

Al momento de hablar de la industria hidrocarburífera noruega, es importante mencionar primero la relación de las actividades de exploración y extracción con el precio del petróleo. Estas tres variables determinan el flujo de caja total de la industria petrolera.

Los desafíos que actualmente tiene Noruega radican en la necesidad de controlar la volatilidad del flujo de caja de la actividad petrolera, debido a la constante fluctuación de los precios del petróleo. De igual manera, es importante asegurar el flujo de recursos para las actividades de exploración y extracción ya que, debido a las características del Mar del Norte, zona hidrocarburífera noruega, se requiere de inversiones tanto en tecnología como en capital. Por tanto, no se debe descuidar los incentivos para que las empresas inviertan.

La renta del petróleo depende de la tecnología y de las inversiones realizadas. Esta renta se obtiene en forma de impuestos y regalías, y se distribuye entre el Ministerio de Finanzas, la compañía estatal y las empresas multinacionales.

Actualmente, en Noruega, uno de los factores más importantes se refiere a la cuota de participación del Estado en los ingresos generados por el petróleo, la misma se encuentra en alrededor del 90%, quedando el restante 10% para las empresas multinacionales o para la empresa noruega del petróleo, la Statoil.

El gobierno, un tiempo atrás, realizó un análisis para establecer cómo el Estado podría maximizar sus ganancias. En ese momento se reconoció que no solamente son importantes los impuestos y la cuota de participación, sino que también había que considerar los incentivos para las empresas. Adicionalmente, se analizó la importancia del factor tecnológico, por ejemplo, para mejorar la cuota de extracción de las reservas petroleras que, en el caso noruego, se encuentran en el fondo del mar. La formulación de incentivos adecuados permitió desarrollar la tecnología y mejorar la cuota de extracción de petróleo, del 20 al 40%.

Entonces, para entender el alto porcentaje de participación que tiene Noruega en la actividad petrolera, es importante conocer los incentivos para las empresas, además de considerar el perfil de riesgo del país.

Gracias a las políticas petroleras, Noruega recibe cada semana alrededor de 1.000 millones de USD. La magnitud de los ingresos del petróleo genera un problema de administración, sobre todo si se considera que es un país pequeño que tiene la mitad de la población de Bolivia.

En los años 80, Noruega cometió graves errores en el manejo de la renta petrolera y en la política fiscal, lo que condujo a la aprobación de la ley del Fondo Petrolero Noruego. Para entender esta ley, es importante considerar que tradicionalmente los ingresos públicos y los impuestos constituyen una transferencia del sector privado al gobierno. En el sistema presupuestario noruego, los impuestos al sector petrolero y la participación del Estado no son considerados como ingresos tradicionales; son calificados como un cambio de activo. El país tiene activos reales —las reservas de petróleo— y vende esos activos reales convirtiéndolos en activos en efectivo. Por tanto, este es un cambio que no implica un incremento de la riqueza del país.

Reconocer la naturaleza no renovable del recurso petrolero ha llevado a proponer un mecanismo de transformación

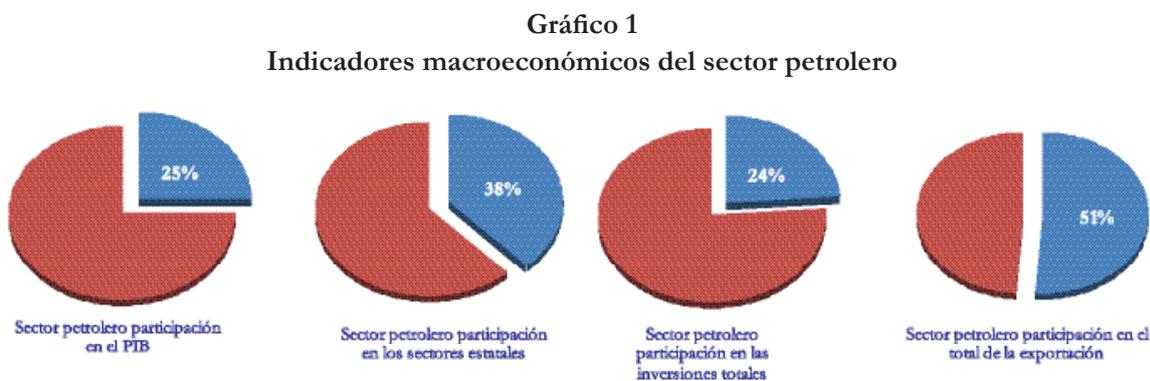


de activos; es decir, convertir los recursos petroleros en recursos de capital. Esta idea ha tenido profundas implicaciones en la política fiscal de largo plazo.

Tanto el petróleo como el gas natural son recursos no renovables; en la actualidad, la producción de petróleo crudo ha llegado a su pico máximo y se espera que la producción de gas natural siga creciendo por unos tres a cuatro años más. Dos años atrás, Noruega tenía una producción cercana a 3 MMBD. Actualmente, entre los años 2007-2008, se tiene una producción de 2 MMBD aproximadamente; es decir, la producción de petróleo está declinando y en un futuro se estima que Noruega producirá más gas natural; de hecho, ya se tiene la infraestructura de gasoductos submarinos que conectan a Inglaterra y Alemania.

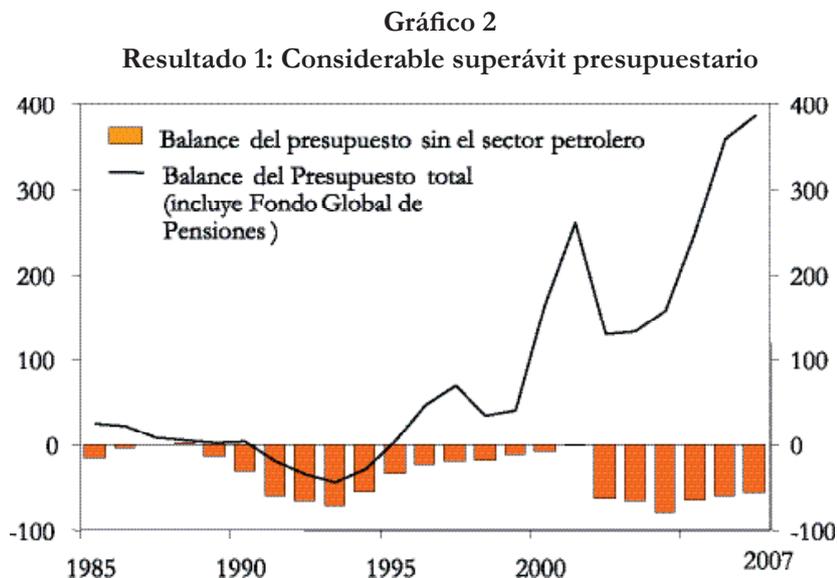
### 1. Indicadores económicos noruegos vinculados con el sector petrolero

Más o menos una cuarta parte del PIB de Noruega corresponde al sector petrolero, el 38% de los ingresos del Estado provienen de éste, y se aprecia que el sector petrolero es responsable del 50% de las exportaciones (ver gráfico 1).



Fuente: Bjørn From.

Uno de los análisis básicos muestra, primero, un considerable superávit presupuestario y, segundo, una alta volatilidad de los precios (ver gráfico 2).

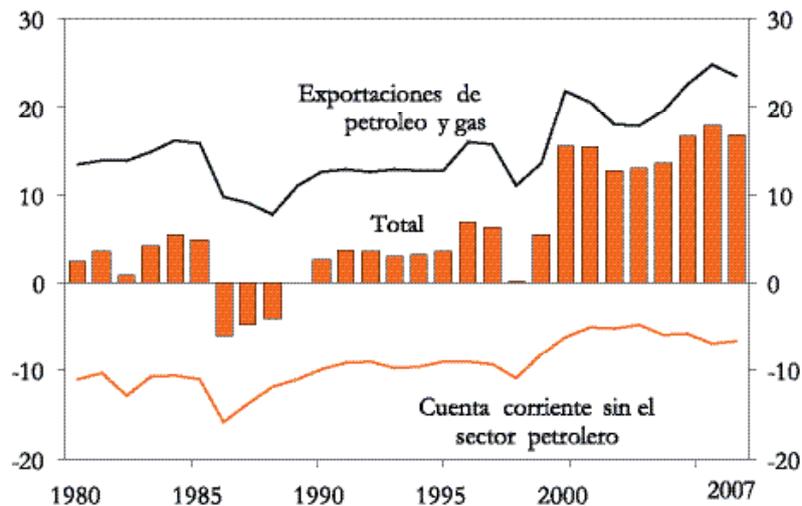


Fuente: Bjørn From.

Por otro lado, dado que la mayor parte de la producción noruega es destinada a la exportación, se genera un gran flujo de divisas para el país, gracias al incremento de los precios internacionales del petróleo, lo cual produce un considerable superávit en cuenta corriente. Sin embargo, a pesar de la magnitud de los indicadores económicos, el país necesita una política que proteja al sector tradicional (ver gráfico 3).



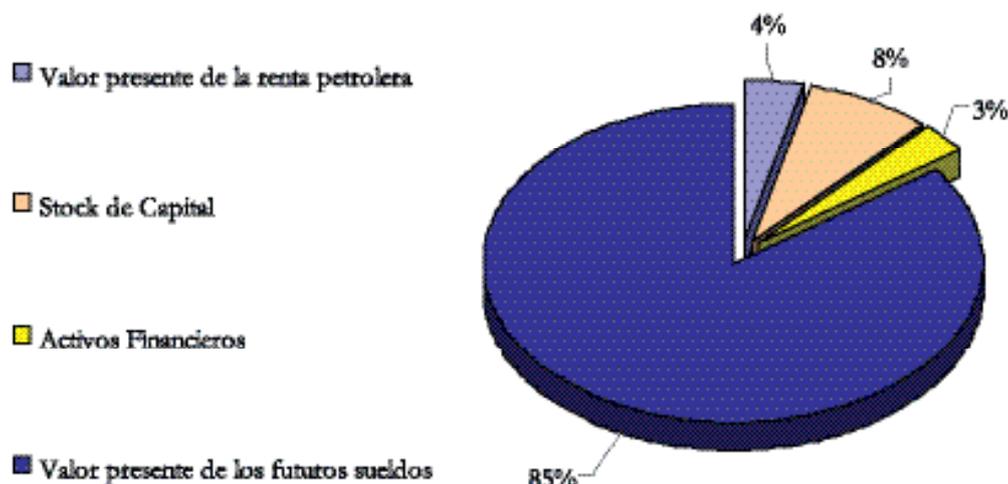
**Gráfico 3**  
**Resultado 2: Considerable superávit en cuenta corriente**  
**porcentaje del PIB**



Fuente: Bjørn From.

No obstante las cifras, Noruega considera que el recurso más importante son las personas. En el gráfico 4 se muestra los activos reales de Noruega; se puede observar que el valor presente de los futuros sueldos de la población noruega, de color naranja, representan el 85%, en tanto que el valor presente de la renta petrolera significa el 4% y los activos financieros alcanzan al 3%. Por tanto, este gráfico expresa que el capital humano es lo más importante para el futuro del país.

**Gráfico 4**  
**Riqueza nacional per cápita en Noruega**  
**2006**



En Noruega, los ingresos petroleros son diferentes porque no se los considera ingresos habituales, en el entendido de que los mismos implican un agotamiento de un recurso no renovable. Mientras que los ingresos por impuestos nacionales sustraen una parte y reducen el gasto del sector privado, los ingresos petroleros no lo hacen. Por otra parte, los ingresos petroleros son más impredecibles y muestran mayores variaciones con el transcurso del tiempo con relación a otros.

Por lo tanto, los países productores de petróleo generalmente tienen la necesidad, en primera instancia, de ahorrar una parte importante de los ingresos petroleros, aun si existe la necesidad de efectuar inversiones en otros sectores, considerando la capacidad de la economía para asimilar a corto y medio plazo las nuevas inversiones.

Por otra parte, es preciso separar como fuente del gasto los ingresos actuales por las actividades petroleras y de gas natural; ya que el permitir que los gastos del gobierno fluctúen con los ingresos petroleros debilitaría la estabilidad macroeconómica.

## **2. ¿Qué es lo que puede hacer un fondo petrolero?**

Un fondo petrolero adecuadamente diseñado puede apoyar la gestión fiscal si:

- está totalmente integrado al presupuesto y por tanto, acumula ahorros genuinos,
- tiene amplio apoyo político y público,
- opera bajo reglas claras.

Al contrario, un fondo mal diseñado hará más mal que bien.

## **3. ¿Qué es lo que un fondo no puede hacer?**

Un fondo nunca será el sustituto de una sólida gestión fiscal cuyas prioridades deben ser:

- diseñar un buen proceso presupuestario, que integre los ingresos petroleros,
- desarrollar una estrategia de políticas fiscales sostenible,
- crear instituciones competentes, transparentes y responsables.

Sólo entonces tendrá sentido pensar en un fondo petrolero. En el siguiente gráfico se muestran los principales puntos bajo los que opera el Fondo Petrolero Noruego (ver gráfico 5).

## **4. Régimen fiscal noruego**

Se debe reconocer que el petróleo es un recurso natural no renovable, por tanto, en un futuro no se tendrá más ingresos por este medio. Por otra parte, los ingresos del petróleo son muy volátiles.

En el presupuesto del Estado entran todos los ingresos petroleros y, por ley, van directamente al Fondo Petrolero Noruego, éste invierte su capital en los mercados financieros internacionales; el rendimiento de las inversiones también es destinado al Fondo Petrolero Noruego y, como parte del proceso, de acuerdo con la ley del presupuesto, se efectúa una transferencia anual para financiar el déficit presupuestario no petrolero.

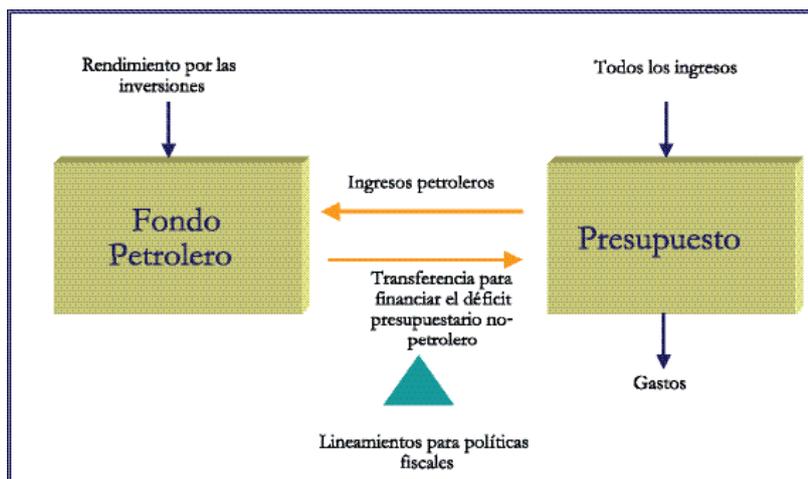
La transferencia anual del fondo al presupuesto es de aproximadamente el 4% producto del rendimiento de las inversiones del mismo. Este es un flujo mucho más estable y para el Estado es mucho más fácil mantener y planificar sus acciones. Entonces, el Fondo Petrolero Noruego ayuda con la gestión de la volatilidad de los flujos de caja del sector.

El fondo está diseñado para preservar el capital para las futuras generaciones. Los ingresos del petróleo, una vez invertidos, generan rendimientos que son transferidos anualmente para financiar el déficit presupuestario no petrolero permanente.

Para evitar que el fondo se reduzca por la inflación, sólo se utilizan los ingresos reales para realizar las transferencias; más o menos, de acuerdo con su estrategia de inversiones, se puede utilizar hasta el 4% del fondo anualmente (ver gráfico 5).



Gráfico 5  
El Fondo Petrolero Noruego

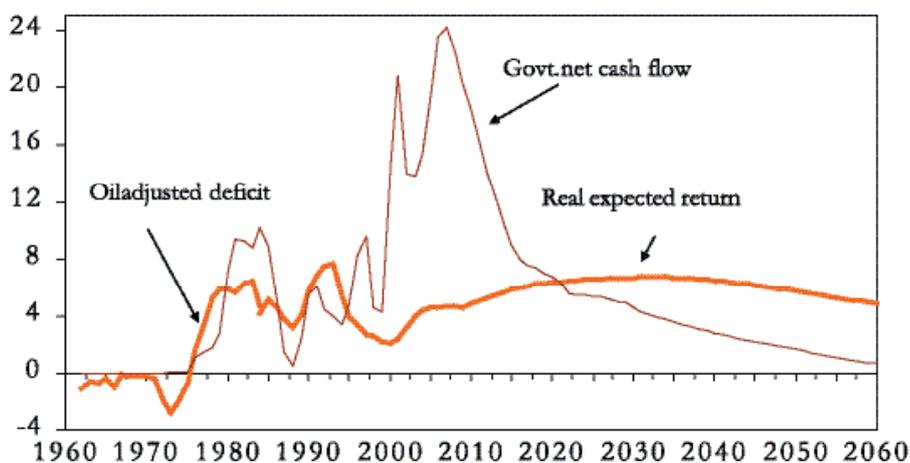


Fuente: Bjørn From.

El Fondo Petrolero Noruego ha permitido pasar de un flujo de caja neto fluctuante a un gasto estable de acuerdo al retorno esperado de las inversiones.

En el siguiente gráfico se observan los ingresos actuales del Fondo Petrolero Noruego, así como los ingresos anticipados y su relación con el déficit público (ver gráfico 6).

Gráfico 6  
De un flujo de caja neto fluctuante a un gasto estable de acuerdo a las reglas fiscales  
Porcentaje del PIB para Noruega (sin el sector petrolero)



## 5. Principales características del sistema presupuestario noruego

- Establece lineamientos claros de responsabilidad entre el “dueño” (Ministerio de Finanzas) y el “administrador” (Banco Central).
- Informa al público respecto a los objetivos y las regulaciones. Elabora informes públicos sobre la cartera del fondo.
- Supervisa la administración del fondo mediante:
  - (a) control parlamentario,
  - (b) auditorías independientes y externas; y evaluaciones de desempeño.

En el siguiente gráfico, se detalla la estructura por la que se rige el Fondo Petrolero Noruego.

**Gráfico 7**  
Estructura por la que se rige el Fondo de Pensiones - Global



Fuente: Bjørn From.

El fondo no es una entidad legal; simplemente es el nombre de una cuenta de ahorro que tiene el Ministerio de Finanzas en el Banco Central noruego. Esta entidad financiera tiene el derecho y la obligación de invertir el saldo de la cuenta en los mercados internacionales. En ese sentido, el Ministerio de Finanzas noruego es el dueño del capital del fondo, tiene la responsabilidad total sobre el mismo, realiza la asignación estratégica de los recursos, determina los límites de riesgo y evalúa la gestión operativa. El Banco Central como administrador ejecuta las inversiones estratégicas, realiza la gestión de riesgos del fondo, rinde cuentas, elabora informes y también suministra a las subsidiarias decisiones estratégicas para las inversiones.

El fondo es tan grande como la economía de Noruega. Con su capital se hacen inversiones en el exterior y también en el ámbito nacional; sin embargo, estas últimas son parte del proceso presupuestario, ya que cuando el Parlamento aprueba inversiones nacionales con recursos del fondo, éstas deben ser parte de la ley del presupuesto.

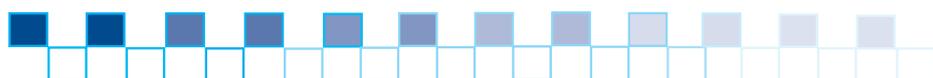
El capital del fondo se invierte en mercados líquidos y eficientes y el control de riesgo se basa en una amplia diversificación. Actualmente, existe un proyecto para que éste pueda realizar inversiones en bienes raíces en el exterior.

Como conclusión, el sistema presupuestario noruego integra los ingresos petroleros en el proceso presupuestario, desarrolla una estrategia de políticas fiscales, crea instituciones para administrar la renta y establece mecanismos para la transparencia y el control.

## 6. Principios básicos y características clave del sistema tributario petrolero noruego

En el análisis de los diferentes aspectos de la renta económica, se destacan dos factores básicos del sistema noruego: primero, el objetivo de maximizar la creación de valor del sector petrolero noruego; y, segundo, incrementar los ingresos para el Estado.

La presencia de empresas transnacionales en el sector petrolero noruego ayuda a maximizar la creación del valor. Cuando el gobierno y las transnacionales participan en la actividad petrolera, se piensa que fijar impuestos a dichas empresas es una tarea muy difícil; sin embargo, el éxito de un buen diseño depende de cómo compartir el riesgo entre el gobierno y los inversores, así como asegurar un flujo de ingresos estables en el tiempo. La participación del gobierno en el sector petrolero pretende maximizar la ganancia, para que ésta se pueda repartir entre el sector privado y el gobierno, asegurando una porción mayor para cada una de las partes.



El punto de partida para la creación de valor es determinar el retorno extraordinario que se quiere fijar para la actividad, considerando que es un recurso no renovable, demanda elevadas inversiones en capital, existen asimetrías entre el tiempo en el que se invierte y el tiempo en el que se producen los ingresos.

En el centro de la discusión están los conflictos entre el gobierno y los inversores por la repartición del riesgo y la participación en las ganancias, así como la posibilidad de gravar la renta de los recursos sin generar desincentivos a la inversión.

La existencia de una renta sobre los recursos motiva a la creación de un régimen fiscal específico para el sector petrolero. Los instrumentos más comunes son:

- impuesto sobre la utilidad neta,
- regalías (bruta o neta),
- acuerdos de producción compartida,
- participación estatal,
- compañías de propiedad estatal,
- subastas o adjudicaciones.

Otro de los principios de la creación de valor es evitar cualquier daño ambiental. Los accidentes ambientales son un asunto muy serio, y Noruega tiene como punto de partida una política muy rígida de protección del medioambiente. En la actualidad, varias áreas prospectivas para la explotación de petróleo están cerradas debido a que el gobierno cree que la tecnología existente no es lo suficientemente buena para proteger el medio ambiente en caso de un accidente. Por lo tanto, no existen licencias para esos sectores. Esa es una forma de evitar la destrucción de valor.

#### *Trade off* entre ingresos estables y riesgo

Los aspectos clave al momento de escoger los instrumentos apropiados para la obtención de la renta petrolera por parte del Estado dependen de la división del riesgo entre éste y las compañías, la necesidad de atraer inversiones rentables y la necesidad de ingresos a corto plazo.

	Ingresos estables	Ingresos volátiles
<b>Riesgo bajo para el gobierno</b>	Regalía	
<b>Riesgo alto para el gobierno</b>		Impuesto sobre la renta

### **7. Evolución histórica de la legislación petrolera en Noruega**

- 1965: Primera ley del impuesto al petróleo: nivel de impuestos moderado, mayor importancia de regalías.
- 1975: Creación de un nuevo impuesto al petróleo: se introdujo un mayor nivel de impuestos especiales.
- 1980: Incremento en el nivel de impuestos especiales.
- 1985: Se introdujo el Interés Directo Financiero Estatal.
- 1986: Reducción en el nivel de impuestos, no así de las regalías.
- 1991: Introducción del impuesto sobre la emisión de CO<sub>2</sub>.

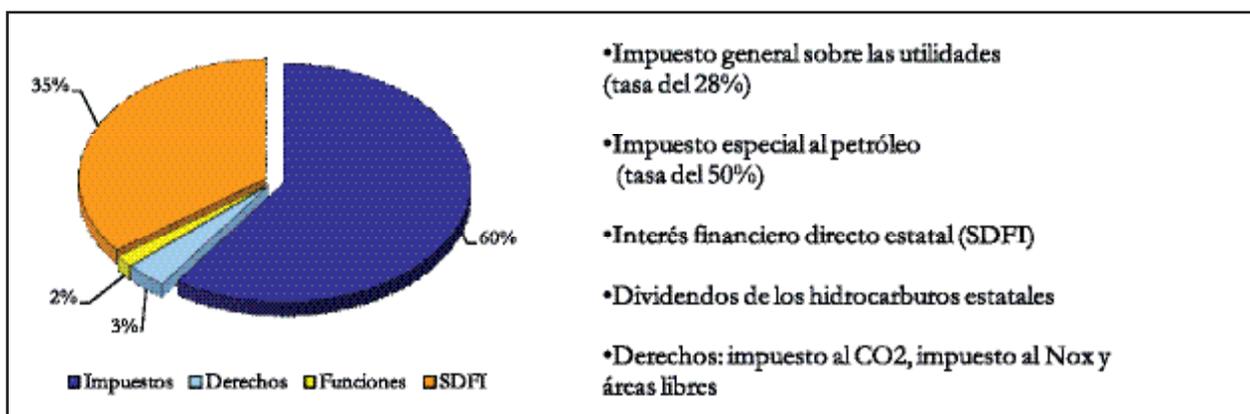
- 1992: Reforma fiscal general - reducción de las tasas impositivas, correspondiente aumento en la tasa de impuestos especiales, no así de regalías sobre la producción de gas natural. No hay una retención en origen sobre los dividendos.
- 2000: Eliminación gradual de las restantes obligaciones de pago de regalías.
- 2001: Revisión del sistema tributario aplicable al sector petrolero. Ajuste de los intereses por pérdida e incremento de prórroga.
- 2004: Revisión del nivel impositivo aplicado a "nuevas actividades".
- 2005: Devolución del valor de impuestos por las pérdidas de exploración sobre una base anual.
- 2007: Deducción de costos financieros sobre la base de la relación entre el impuesto sobre el valor de los activos de explotación y el promedio de la deuda que devenga intereses durante el ejercicio fiscal.

### 8. Instrumentos utilizados en Noruega para capturar una mayor participación Government take

En Noruega se está analizando cómo mantener los incentivos para las empresas transnacionales, a fin de maximizar la renta sin gastar un solo centavo más de lo que ellas necesitan; el objetivo es mantener a los inversionistas lo suficientemente contentos para que puedan hacer todo lo que tengan que hacer y, de esa manera, maximizar los beneficios para ambos.

Observando el gráfico 8 de distribución de los beneficios, se aprecia que entre los instrumentos utilizados en Noruega destaca el régimen fiscal especial, aplicable a las rentas de la producción, transformación y transporte por oleoductos de petróleo extraído en la plataforma continental noruega, impuesto sobre utilidades a nivel corporativo con una tasa impositiva de 28%, impuesto especial al petróleo por utilidades por encima del incremento (inversión asignada) con una tasa impositiva del 50%. Se hace referencia a un total de tasa impositiva marginal del 78% en promedio.

Gráfico 8  
Instrumentos utilizados en Noruega para el *government take*



A fin de mantener un interés directo en una serie de campos petroleros y gaseosos, pagan al Estado lo que le corresponde de las inversiones y costos y recibir la correspondiente participación de los ingresos brutos por la licencia. Los intereses se establecen al momento de conceder las licencias, el tamaño del interés estatal varía entre los diferentes campos.



Adicionalmente, el gobierno tiene el derecho de entrar como inversionista pasivo en cualquier proyecto y puede decidir tomar una participación del 30 al 40% en función de la disponibilidad necesaria de información antes de comenzar a extraer petróleo. Esa participación le proporciona el 4%, que son los dividendos que gana el Estado por su participación en proyectos. A continuación, están las obligaciones ambientales, que representan el 2%.

Por otro lado, en Noruega se aplican impuestos muy altos sobre la gasolina doméstica; los consumidores pagan aproximadamente 2,5 USD por litro, lo cual es extremadamente costoso considerando que Noruega es un país productor.

Para obtener la renta máxima y hacer que las transnacionales puedan operar y hacer que la actividad no demande una alta rentabilidad, se necesita estabilidad y predictibilidad en el tiempo, contratos con similar tratamiento impositivo para todas las empresas petroleras, incluso para las empresas parcialmente estatales. No hay negociaciones con compañías en forma directa respecto a los impuestos; existe un sistema vigente y las reglas se aplican a todos, no es posible cambiar esas condiciones individualmente.

Por lo tanto, la base del impuesto se determina sobre los ingresos por ventas (a precios regulados) menos los costos operativos, la depreciación de capital y los costos financieros, y al resultado obtenido se le aplica la tasa del 28%. Posteriormente se deduce la depreciación extraordinaria y se aplica una tasa del 50% de impuesto adicional.

Con este sistema, todo el que tiene experiencia en impuestos sabe que la respuesta de una multinacional a un impuesto del 78% es declarar todo lo posible para incrementar sus costos, para que el ingreso neto sea lo menor posible y la carga del impuesto no sea tan alta.

Para evitar esto, se tiene un sistema de seguimiento y cálculo de las declaraciones de impuestos; por lo tanto, para fines tributarios, desde el punto de vista de las exportaciones, se utilizan precios regulados, por lo que las autoridades petroleras son las que imponen el precio de exportación para propósitos impositivos.

El sistema de precios regulados para el petróleo crudo considera que su valor, para fines tributarios, se fija administrativamente por una Junta de Precio del Petróleo. El precio regulado debe reflejar el precio comparable establecido entre partes independientes en un mercado libre. El primero se fija en retrospectiva como un promedio observado de los precios del mercado de petróleo crudo.

Por otra parte, las transnacionales hacen muchos negocios entre compañías y entre diferentes grupos; sería difícil vender petróleo a precios bajos a otra compañía fuera de Noruega. Para propósitos impositivos a las empresas transnacionales se les carga un impuesto de acuerdo a lo que hacen.

Uno de los elementos que se tiene que controlar en este punto es que nunca se debe dar a una sola compañía la responsabilidad de todo un proyecto. Se tiene que reunir un grupo de dos, tres o cuatro empresas privadas y asociarlas, de forma que todas sean inversionistas; bajo ese contexto, el gobierno se constituye en el inversionista pasivo de todo el sistema. La idea es que una de las empresas privadas sea el operador y una o dos de las otras compañías privadas tengan interés en ver si el costo reportado es correcto porque es su dinero el que se está poniendo en juego; de esta forma, ellos ayudan al gobierno a controlar al operador. Como inversionistas pasivos, también le dan al gobierno el derecho a recibir toda la información de los inversionistas y el hecho de tener el acceso absoluto a toda la información de la asociación es muy útil para las autoridades impositivas.

Esas reglas quedan muy claras: diferentes proyectos, riesgos y otras rentabilidades presuntas. Se comienza con exploración; el gobierno analiza la información que tiene y decide sobre su nivel de participación como inversionista pasivo en este proyecto. La forma de hacerlo es simular cuál sería la ganancia de la empresa privada y evaluar si el proyecto es altamente rentable o no; en caso de serlo, el gobierno podría considerar que el retorno es razonable para la empresa privada, por lo que negocia con ella el monto de inversión y el porcentaje con que se quedaría el gobierno.

Entonces, se tiene una competencia entre empresas privadas o una licitación de un consorcio con diferentes soluciones técnicas, en algunos casos con una tecnología tan innovadora que permite extraer más petróleo a menor costo, por lo que el gobierno puede decidir tener una menor participación para que la empresa pueda utilizar su alta tecnología. Obviamente, el primero está dispuesto a tener menor participación en la torta, porque al final su parte igual será muy grande, producto de una mayor producción, gracias a la utilización de mejores equipos.



## Conclusiones



## ***Conclusiones del seminario internacional Gestión de los hidrocarburos: experiencias de otros países productores***

**Fernando Patzy  
IDEA Internacional**

El seminario tuvo por objetivo presentar experiencias internacionales en dos áreas temáticas: (a) marco regulatorio y principios de buen gobierno del sector; y (b) experiencias sobre la generación y administración de la renta petrolera.

Las dos áreas temáticas son esenciales para entender cómo el sector hidrocarburífero puede contribuir al desarrollo nacional. En primer lugar, el desarrollo sostenido de la industria petrolera de un país depende de un adecuado modelo de gobierno del sector, y requiere, además, contar con mecanismos apropiados de captura de la renta petrolera por el Estado, de forma tal que se puedan generar flujos de ingresos crecientes para éste.

En segundo lugar, la definición de una estrategia nacional de largo plazo capaz de convertir la renta petrolera en una poderosa palanca del desarrollo.

Las presentaciones de los expertos noruegos Øystein Noreng y Bjørn Geir From han servido para conocer:

- Cómo se ha desarrollado en Noruega la industria petrolera del Mar del Norte y cómo se ha estructurado el sector, combinando la participación de la empresa nacional Statoil con empresas extranjeras, sin descuidar los incentivos para la exploración de nuevos campos, la transferencia de conocimientos al personal local y el desarrollo tecnológico e industrial del país.
- Los diferentes instrumentos de política fiscal que Noruega utiliza para capturar la máxima renta posible, sin desincentivar las inversiones de las empresas privadas.
- Los mecanismos adoptados para que la economía absorba la renta petrolera de manera equilibrada y con una visión de largo plazo. Se han señalado las características del sistema fiscal y el Fondo Petrolero Noruego y cómo dicha herramienta financiera ha permitido alcanzar múltiples objetivos y aislar los efectos no deseados de la explotación de los recursos naturales.

Las principales lecciones que se pueden asimilar de la experiencia noruega son:

- Un rol activo del Estado en la definición de políticas para el sector, principalmente orientadas a mejorar los mecanismos que le permitan capturar la máxima renta posible, sin descuidar otros objetivos importantes, como son: (a) incentivos para ampliar la producción petrolera a nuevas áreas; (b) la protección del medio ambiente; y (c) el desarrollo industrial y tecnológico.
- Transformación de los recursos naturales en recursos financieros, a través de una adecuada gestión presupuestaria, y utilizando el mecanismo del Fondo Petrolero Noruego, que permite aislar la renta petrolera del presupuesto corriente, políticas que han tenido un alto impacto en el desarrollo económico de ese país.



Isabel Rousseau nos ha presentado los cinco principios de buen gobierno desarrollados en Chatham House de Londres, que son el resultado de varios talleres en los que han participado empresas nacionales petroleras importantes de 23 países.

Los cinco principios básicos (a) Claridad en objetivos, roles y responsabilidad, (b) Capacidad de acción, (c) Desarrollo sustentable, (d) Rendición de cuentas (toma de decisiones y desempeño) y (e) Transparencia en la información, son de evidente relevancia para Bolivia, considerando las reformas que se están implementando en el momento actual.

La presentación de Humberto Campodónico, a partir del trabajo realizado por la CEPAL sobre la Experiencia en la Generación y la Distribución de la Renta de los Hidrocarburos en América Latina, nos muestra una relación comparativa para los últimos 15 años de cómo Venezuela, México, Brasil, Ecuador y Argentina han estructurado diferentes políticas para capturar la renta petrolera y cómo se distribuye ésta.

Las estimaciones realizadas para cada país sobre la renta total petrolera nos muestran no sólo la importancia de la producción y los ingresos petroleros en cada economía nacional, sino también los distintos mecanismos que se han utilizado para capturar la renta. Un aspecto destacable es la estimación de la renta que se transfiere al consumidor como producto de las subvenciones a los precios de los combustibles.

La presentación de Humberto Campodónico permite observar el impacto en la producción de petróleo de los procesos de apertura a la inversión extranjera de los años 90 y cómo, en los últimos años, los diferentes Estados han iniciado procesos de reforma de sus sistemas fiscales para capturar la mayor renta producto de los altos precios internacionales.

En el seminario internacional también se pidió a los expertos de México, Brasil, Colombia y Noruega exponer los marcos regulatorios y el rol de las empresas nacionales petroleras de sus países.

En el caso de México, desarrollado por Isabelle Rousseau, ha sido interesante conocer el rol de PEMEX, un monopolio estatal, en el desarrollo de la industria petrolera mexicana y cómo el Estado mexicano ha utilizado a la empresa para capturar toda la renta petrolera. Al mismo tiempo, se pudo observar los problemas que tiene PEMEX para una eficiente gestión empresarial por su carácter de empresa pública.

El caso de Colombia, presentado por Jorge Pinto Nolla, permite entender cómo un país con un potencial petrolero limitado ha adoptado un marco de políticas petroleras orientadas a atraer inversiones y consolidar, de manera gradual, la empresa estatal ECOPETROL. Es interesante destacar cómo, en los últimos años, ECOPETROL ha desarrollado una estrategia financiera de consolidación a través de la oferta pública de una parte de sus acciones.

La experiencia brasileña, expuesta por Edmilson dos Santos, nos enseña cómo la adecuación oportuna de las políticas energéticas de Brasil han permitido constituir a PETROBRAS en una de las empresas petroleras más importantes del mundo. Al mismo tiempo, nos muestra la trayectoria muy ilustrativa de un país que ha sabido superar su desventaja inicial respecto a la dotación de recursos energéticos, mediante la construcción de una matriz energética diversificada que le permitirá muy pronto convertirse en una potencia petrolera.

La experiencia Noruega transmitida por Øystein Noreng y Bjørn Geir From nos enseña cómo un país, donde las características naturales hacían muy difícil desarrollar la industria petrolera, ha conseguido en muy poco tiempo convertirse en un líder mundial en producción de hidrocarburos, y, al mismo tiempo, desarrollar una sólida disciplina fiscal para absorber las rentas petroleras y transformarlas en un recurso financiero sostenible que neutraliza las fluctuaciones de precios en el corto plazo.

### ***Algunas lecciones para Bolivia***

Es por todos conocido que la economía boliviana se basa principalmente en la industria petrolera. Es uno de los



países con mayor potencial de reservas de gas natural en la región y actualmente, además de proveer combustibles al mercado nacional, exporta importantes volúmenes de gas natural a Brasil y Argentina.

Sin embargo, a pesar de la importancia de los hidrocarburos para la economía, Bolivia tiene una larga trayectoria de cambiantes políticas públicas respecto al sector: ha vivido al menos tres periodos de apertura a la inversión externa, seguidos de similar número de procesos de nacionalización.

A partir del Referéndum del Gas, realizado el 18 de julio de 2004, se inició el proceso de recuperación de los recursos hidrocarburíferos; con la Ley 3058 de mayo de 2005 se incrementó la participación estatal, a través del IDH, y con los decretos supremos aprobados por el gobierno del presidente Evo Morales se renegociaron contratos y se nacionalizó las empresas capitalizadas durante los 90.

La Ley 3058 reconoce el valor estratégico del gas natural y los demás hidrocarburos por su capacidad de contribuir efectivamente al desarrollo económico y social del país. En este sentido, dada su importancia estratégica, se hace necesario desarrollar sólidos mecanismos de gestión de la industria petrolera y los recursos que proporciona para lograr que los ingresos que se generan resuelvan efectivamente los problemas de pobreza y subdesarrollo del país.

Como lo describió Jorge Ortíz, Viceministro de Desarrollo Energético, la reestructuración del sector se realiza en forma acelerada. La nacionalización avanza hacia la consolidación de YPFB Corporativa, la cual, a partir de junio de 2008, tiene seis empresas subsidiarias: YPFB PetroAndina S.A., YPFB Refinación S.A., YPFB Andina S.A., YPFB Chaco S.A., YPFB Transredes S.A. y YPFB CLHD. Adicionalmente, están próximas a crearse la Empresa Boliviana de Industrialización de los Hidrocarburos y la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

En ese contexto, y de acuerdo con las conclusiones de los expertos participantes en el seminario, es importante tomar en cuenta los siguientes puntos:

Hay que tener precaución con la explotación de los recursos naturales, primero porque los ingresos del petróleo son volátiles y sus variaciones pueden causar mucho daño a la economía, dado que el ciclo se alterna entre inflación y recesión.

Para aislar los efectos de la volatilidad de precios y la declinación de las reservas, se sugiere actuar con prudencia, gestionando adecuadamente los recursos, ya sea mediante fondos de estabilización o utilizando las ganancias del petróleo en la economía doméstica, priorizando inversiones en lugar de destinarlas al gasto.

La historia de las industrias petroleras de Noruega y Brasil nos muestra cómo la adopción de principios de buen gobierno del sector y un adecuado diseño institucional, con la participación de empresas privadas dispuestas a invertir en exploración, han permitido construir empresas petroleras nacionales exitosas, como Statoil y PETROBRAS.

En cambio, el ejemplo de PEMEX permite inferir que se necesita claridad en la definición de las funciones de la empresa nacional petrolera para un adecuado desenvolvimiento. La empresa estatal no puede ser al mismo tiempo administradora del recurso, ni estar a cargo de labores sociales, y requiere tener cierto grado de autonomía para el manejo de sus recursos.

Finalmente, es de importancia trascendental la definición de una visión estratégica de largo plazo que se pueda traducir en un modelo de gestión. Dicho modelo de gestión, además de permitir al país evitar los problemas que a corto plazo trae la explotación de un recurso natural —como ser inflación, presiones presupuestarias, distorsiones en el tipo de cambio, expectativas regionales y otros— podría sentar las bases para el ahorro y la inversión de los ingresos de los hidrocarburos en una perspectiva de desarrollo nacional, sostenible y equitativo.

