

Suárez Coppel, Juan José; Ariel Yépez, Rigoberto

NUEVO RÉGIMEN FISCAL PARA PETRÓLEOS MEXICANOS

El Trimestre Económico, vol. LXXIV (3), núm. 295, julio-septiembre, 2007, pp. 745-765

Fondo de Cultura Económica

Distrito Federal, México

Disponible en: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=31340951007>

NOTAS Y COMENTARIOS

NUEVO RÉGIMEN FISCAL PARA PETRÓLEOS MEXICANOS*

*Juan José Suárez Coppel
y Rigoberto Ariel Yépez***

RESUMEN

Se presenta una descripción de los factores que deben tomarse en cuenta en el establecimiento de un régimen fiscal para la actividad petrolera y que asegure una apropiada explotación de los recursos naturales. Se describe el régimen fiscal que aplicaba a Petróleos Mexicanos (Pemex) hasta 2005 así como la problemática que generaba en la situación financiera de Pemex y en la toma de decisiones eficientes de inversión. Se describe el nuevo régimen fiscal y sus beneficios enfocándose en el efecto que provoca en la cartera de inversión de la empresa, permitiendo que un gran número de proyectos que con el régimen fiscal anterior tenían resultados financieros negativos después de impuestos, con el nuevo régimen fiscal sean rentables económicamente. Por último, se presenta un análisis comparativo que se realizó en distintos países del mundo, con el objetivo de evaluar la competitividad del nuevo régimen fiscal, tanto para proyectos de crudo como de gas.

ABSTRACT

A description is presented which contains the factors to be considered in the establishment of a fiscal regime for the oil & gas activity, which assures an adequate exploitation of natural resources. There is a description of the fiscal regime applicable to Pemex until 2005, which also presents the challenges posed by that regime to the company's financial situation and to marking efficient investment decisions. Subsequently, the new fiscal regime is described, with a focus on the benefits to the company's project portfolio, since many projects which were not profitable under the previous fiscal regime have become economically profitable under the new regime. Finally, a comparative analysis performed for various countries is presented, in order to

* *Palabras clave:* impuestos a hidrocarburos, derechos por explotación de petróleo, régimen fiscal para empresas petroleras, regulación de empresas públicas, Pemex. *Clasificación JEL:* H25, Q38. Artículo recibido el 9 de mayo de 2006 y aceptado el 19 de febrero de 2007.

** Correos electrónicos: jjsuarez@dfc.pemex.com y ayepez@dfc.pemex.com

evaluate the competitiveness of the new fiscal regime, for both crude and natural gas projects.

INTRODUCCIÓN

La diversidad en los costos de producción de petróleo en el mundo es muy amplia. Existen países como Arabia Saudita y Kuwait con estructuras de costos de producción inferiores a 6 dólares por barril y regiones como Norteamérica y el Mar del Norte con estructuras de costos por arriba de 30 dólares por barril. La dispersión en los costos de producción entre países obedece, fundamentalmente, a las características geológicas de los campos productores. Debido a que el precio del crudo en el mercado se fija en el punto en el que coinciden la oferta y la demanda, el último barril de crudo ofrecido en el mercado va a ser aquel cuyo costo de producción coincide con el precio de equilibrio, lo que deja una diferencia importante en valor para algunos países entre el precio de equilibrio en el mercado y el costo de producción. Esta diferencia es considerada como una renta económica que legítimamente los gobiernos han buscado apropiarse.¹

Una tarea importante de los gobiernos de países con recursos petroleros ha sido elaborar sistemas impositivos que permitan obtener la renta económica de esta actividad de manera eficiente y que permitan, a su vez, un monto apropiado de utilidades a las empresas encargadas de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. La existencia de dichas utilidades es el factor que motiva el interés de las empresas desarrolladoras de hidrocarburos en invertir en los países petroleros y que hacen posible esta actividad.

Aun cuando es congruente tener un sistema impositivo que les permita captar la renta económica a los gobiernos y dar un rendimiento apropiado a las empresas, existe una gran controversia acerca del mecanismo impositivo que se debe aplicar a las empresas de manera que, de los incentivos apropiados para realizar la actividad petrolera, considerando tanto la estructura de impuestos aplicables como el nivel al que debe fijarse la tasa de impuestos, permita un rendimiento apropiado para las empresas concesionarias. En la explotación de hidrocarburos el objetivo del gobierno propietario de éstos es maximizar el valor de sus recursos naturales. Para realizar esto los gobiernos deben promover el desarrollo de las actividades de exploración y producción, mediante la elaboración de sistemas fiscales que generen un rendimiento apropiado y justo para la industria, eliminando ganancias extraordi-

¹ La actividad petrolera está forzosamente asociada a la existencia de una renta económica. Entendiendo dicha renta económica como la diferencia entre el costo de producir eficientemente un barril de petróleo (que garantece un rendimiento apropiado a la empresa concesionaria encargada de producirlo) y el precio dado por el mercado.

rias a las empresas concesionarias y que permitan la competencia en estas actividades.

La elaboración de un régimen fiscal apropiado para las actividades petroleras debe tomar en cuenta los riesgos económicos y geológicos asociados a esta actividad. Considerando estos factores, el régimen debe permitir ganancias razonables a las empresas concesionarias. Si el régimen fiscal permite una adecuada combinación entre rendimiento y riesgo, habrá interés de las empresas en desarrollar las actividades petroleras; sin embargo, la aplicación de una carga fiscal excesiva, no compensada por un riesgo geológico bajo, forzosamente evitaría el interés de las empresas concesionarias en participar en el desarrollo petrolero del país correspondiente. En ese sentido, un potencial geológico alto puede justificar una carga fiscal alta, mientras que un potencial geológico bajo debe estar correlacionado con una carga fiscal baja para compensar el riesgo y permitir el interés de los concesionarios.

Un elemento fundamental para promover la actividad petrolera en cualquier país es que exista un equilibrio adecuado entre la apropiación de la renta económica y el rendimiento de la inversión que obtengan las empresas productoras por desarrollar el hidrocarburo en su territorio. En este sentido, las empresas deben obtener un rendimiento razonable de sus inversiones para cubrir el monto de la deuda en que incurren para realizar las actividades de exploración y producción; el caso de México no es la excepción, ya que la nación debe apropiarse de los rendimientos extraordinarios asociados a la renta económica y Petróleos Mexicanos* debe obtener un rendimiento razonable de las inversiones que le permitan cubrir la deuda en la que ha incurrido para desarrollar estas actividades.

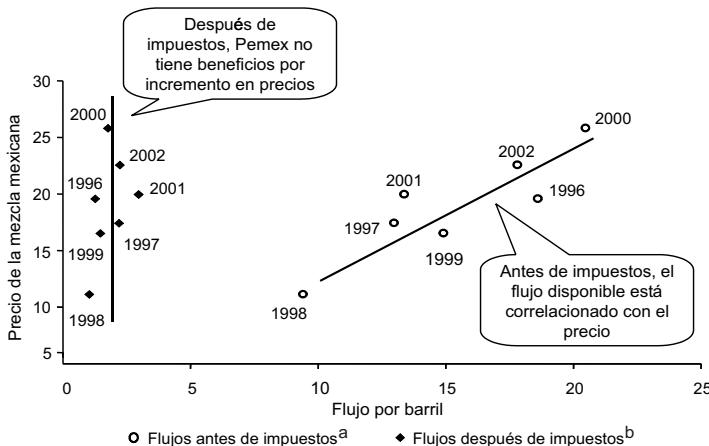
Cualquier régimen fiscal aplicable a Petróleos Mexicanos debe diferenciar claramente la renta económica perteneciente a la nación del rendimiento de la inversión que se obtenga por el uso de los activos, de manera que permita a Pemex tener una situación financiera sustentable en el mediano y largo plazos y garantice a la nación una explotación eficiente de los recursos petroleros. El régimen fiscal para Petróleos Mexicanos aprobado en noviembre de 2005 fue elaborado por el Congreso de la Unión tomando en cuenta ese objetivo.

I. RÉGIMEN FISCAL ANTERIOR (RED)

La producción, distribución y comercialización de petrolíferos y petroquímicos provocaba pérdidas a Pemex cuando se consolidaban sus ingresos, ya que estas actividades estaban incluidas dentro del esquema conocido como RED; debido a que aplicaba una tasa de 60.8% en los ingresos totales de estas

* Petróleos Mexicanos (Pemex) es jurídicamente un organismo público descentralizado.

GRÁFICA 1
(Dólares por barril)



^a Flujo de efectivo antes de impuestos (EBITDA)/barreles.

^b (EBITDA - impuestos)/barreles.

actividades, la mayoría de los proyectos de inversión asociados a estas actividades no eran rentables después de derechos. Típicamente el régimen aplicable a estas actividades es una tasa respecto a sus utilidades. A pesar de su escasa o nula rentabilidad, Petróleos Mexicanos debía realizarlos para cumplir sus obligaciones de suministro nacional.² De la importación y venta de petrolíferos y gas sólo se recuperaba 39.2% de su costo, ya que cuando Pemex importaba productos para satisfacer la demanda nacional los ingresos asociados a estas actividades también se consideran dentro de la base gravable de la RED (60.8% de los ingresos).

En el mundo, cuando el precio del crudo es alto, las empresas petroleras aprovechan los ingresos adicionales para reducir sus niveles de apalancamiento o para invertir. Sin embargo, la RED dejaba a Pemex indiferente a estas situaciones, ya que le impedía disponer de esos recursos excedentes. De hecho, después de derechos, el flujo por barril de Pemex era casi constante, alrededor de dos dólares por barril.

Un inconveniente notorio que tenía la RED era la doble tributación que se generaba cuando se exportaba crudo y cuando se importaban productos (gasolina, diesel o gas LP) para cubrir la demanda nacional. El crudo exportado y reimportado como refinado por Pemex causaba doble tributación, la primera como venta de crudo y la segunda como venta de petrolíferos.

² Véase en la gráfica A2 del apéndice 4 el diagrama de la mecánica de aplicación del anterior régimen fiscal (RED).

Además, debido a que las fórmulas de precio de estos productos parten del costo de importación, Pemex recuperaba sólo 39.2% del costo en que incurría por comercializarlos, en el mejor de los casos, cuando no existían subsidios.

Otro inconveniente del régimen fiscal conocido como RED es que el monto de los derechos pagados es muy variable como porcentaje de la utilidad neta antes de derechos, debido a que la volatilidad en los precios del crudo y el diseño de la RED hacen que la tasa fiscal implícita al flujo de ingresos de Pemex se incremente y reduzca en proporción directa al precio del crudo, haciéndola muy volátil y, en consecuencia, poco predecible, lo que no ha permitido una planeación de largo plazo orientada a maximizar el valor de la empresa. En los pasados siete años los derechos han representado más de 100% de la utilidad antes de derechos, lo que ha generado que la empresa presente resultados negativos desde 1998.

En resumen, la situación financiera de Pemex es precaria y la evolución reciente de los indicadores financieros de la misma muestra un deterioro continuo. Esta tendencia debe ser revertida en el plazo inmediato a través de diversas iniciativas dentro y fuera de Pemex. Una de las iniciativas externas más relevantes es el cambio de régimen fiscal para permitir a la empresa operar en condiciones fiscales competitivas similares a las condiciones en que operan otras empresas petroleras en el mundo.³ Un problema adicional de la RED es que generaba distorsiones en la asignación del capital a los proyectos de inversión, ya que modificaba las elecciones antes y después de derechos. El orden que da la evaluación económica futura de los proyectos de inversión de explotación y exploración de hidrocarburos antes y después de derechos no es monótono, ya que se modifica el orden en que se jerarquizan los proyectos después de derechos.

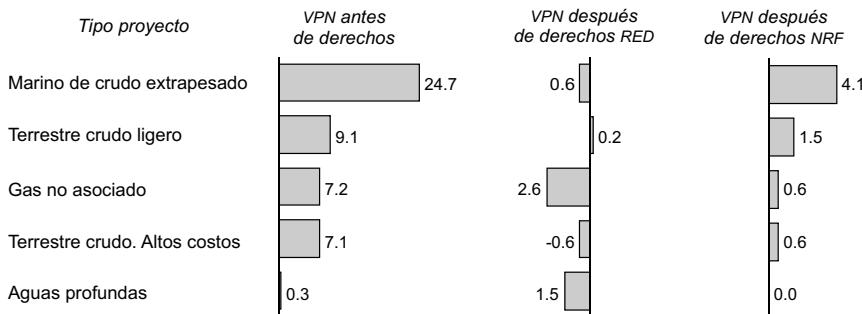
Sin embargo, como se puede observar en la gráfica 2, los resultados que se obtienen al evaluar algunos de los proyectos más representativos de la cartera de inversiones de Pemex Exploración y Producción es que el orden que da la evaluación económica futura de los proyectos se mantiene antes y después de derechos con el nuevo régimen fiscal.⁴ Por otro lado, en la cadena de inversión de exploración y producción existen proyectos que aunque son atractivos antes de derechos, la RED los hacía inviables o poco atractivo realizarlos. Esta inviabilidad llevaba a este organismo a tomar la decisión de no desarrollarlos, reduciendo el potencial futuro de producción de hidrocarburos, con un efecto similar en la recaudación ya que resultaban negativos o

³ Otra iniciativa fundamental y urgente para mejorar la situación financiera de Pemex es reevaluar su esquema de pensiones de manera que le garantice sustentabilidad financiera.

⁴ Evaluación económica de los principales proyectos de exploración y explotación que considera información de producción, inversiones, costos y precio, proyectados en la cartera de inversiones de Pemex.

GRÁFICA 2. *Jerarquización de proyectos*

(Valor presente neto en miles de millones de dólares de 2006)



marginales al aplicar la RED. Sin embargo, con la aplicación del nuevo régimen fiscal el valor económico de la cartera se incrementa al permitir que muchos proyectos resulten rentables para la empresa.

II. NUEVO RÉGIMEN FISCAL

El nuevo régimen fiscal se compone principalmente por tres derechos: el derecho ordinario sobre hidrocarburos (DOH), el derecho sobre hidrocarburos para el Fondo de Estabilización (DSHFE) y el derecho extraordinario sobre exportación de petróleo (DEEP). El DOH se calcula como una tasa sobre utilidades netas, es decir ingresos por la venta de crudo y gas menos gastos y costos, dentro de los cuales es posible incluir los gastos de operación y administración, la inversión en exploración, desarrollo, ductos, mantenimiento no capitalizable, recuperación secundaria e inversión de años anteriores, así como las cantidades efectivamente pagadas por el DSHFE y el DEEP.

En el caso de existir remanentes no deducidos se tiene un periodo de siete años para incluirlos en el costo por deducir. Durante los primeros cuatro años la tasa aplicable es función del precio observado de la mezcla mexicana de petróleo crudo y del año de que se trate. A partir de 2010 la tasa será constante de 79%, independientemente del precio de la mezcla.

El DSHFE es el resultado de multiplicar una tasa, que depende del precio de exportación, por el valor anual del total de la extracción de petróleo crudo. Esta tasa se incrementa uniformemente en 1% partiendo de 1% cuando el precio de la mezcla mexicana es de 22 dólares por barril a 10% cuando el precio alcanza o supera los 31 dólares por barril. El destino de este derecho es el Fondo de Estabilización para los Ingresos Petroleros y es deducible del DOH. Finalmente, el DEEP se calcula al multiplicar la tasa de 13.1% por la diferencia entre el precio de exportación y el precio establecido en la Ley de Ingresos de la Federación del año correspondiente por el volumen de crudo

exportado, siempre y cuando la diferencia resulte positiva. El destino de los recursos obtenidos por este derecho se integra al Fondo de Estabilización para los Ingresos de las Entidades Federativas y será acreditable contra el DSHFE.⁵

III. BENEFICIOS DEL NUEVO RÉGIMEN FISCAL

Es un régimen fiscal competitivo al compararlo con los regímenes fiscales de países con características geológicas, de costos de desarrollo y de producción similares a los de México que permiten deducir del pago de derechos, los costos de exploración de crudo y gas, lo cual se traducirá en una mayor actividad de exploración y producción e implica una mayor incorporación de reservas y producción de hidrocarburos. Asimismo, promueve un mantenimiento adecuado de las instalaciones petroleras al hacer deducibles de derechos los costos relacionados con estas actividades. Permite dar un tratamiento fiscal diferenciado a las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos respecto a las actividades relacionadas con el procesamiento del petróleo, del gas y la producción de petroquímicos. De hecho, a las actividades de procesamiento de crudo (refinación), procesamiento de gas y elaboración de petroquímicos se les aplicará el impuesto sobre rendimientos petroleros (IRP), que es equivalente a un impuesto a la utilidad que se genere en estas actividades (similar al impuesto sobre la renta aplicable a empresas).

Finalmente, es destacable el hecho de que elimina las distorsiones económicas en la toma de decisiones de inversión, de operación y de comercialización de productos generadas por el actual régimen fiscal y contribuye a mejorar la situación financiera de la empresa, ya que la deuda en que se incurre para financiar los proyectos de inversión disminuirá en los próximos años en un monto similar al de los derechos ahorrados entre el actual régimen fiscal y el aprobado.

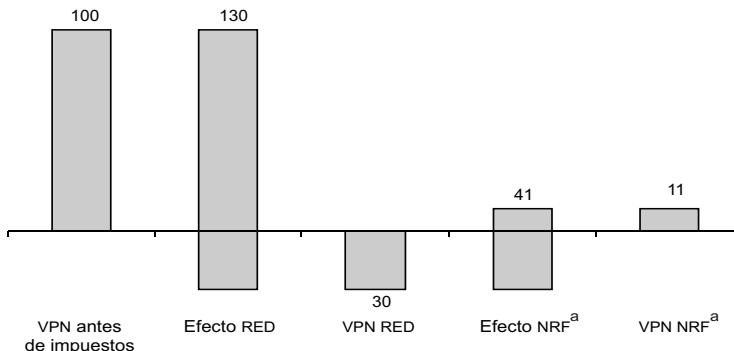
Es importante destacar que los ahorros generados por la aplicación del nuevo régimen fiscal se destinarán en su totalidad a proyectos de inversión y gastos de mantenimiento de Petróleos Mexicanos.⁶ El régimen fiscal aprobado no altera notoriamente las decisiones de inversión de Pemex, ya que la jerarquización de los proyectos de exploración y explotación antes y después de derechos se mantiene y, en ese sentido, es neutral.

Por otro lado, con el régimen fiscal anterior (RED) Pemex Exploración y Producción tiene incentivos a no realizar la mayoría de los proyectos relacionados con los yacimientos y cuentas con la mayor cantidad de reservas y recursos prospectivos (Chicontepec, aguas profundas, gas no asociado, etc.).

⁵ Véase apéndice 3.

⁶ Establecido en el presupuesto de egresos de la federación (PEF) aprobado por el Congreso cada año.

GRÁFICA 3. *Valor presente de la cartera de inversión de exploración y producción*
(Porcentaje)



^a Nuevo régimen fiscal (NRF) considera la eliminación del costo límite en 2010.

ya que resultan negativos o marginales al aplicar el régimen fiscal. Sin embargo, con la aplicación del nuevo régimen fiscal el valor económico de la cartera se incrementa debido a que permite que muchos proyectos resulten rentables para la empresa. Como se observa en la gráfica 3 el valor presente neto de la cartera crece y pasa de ser negativo a positivo.

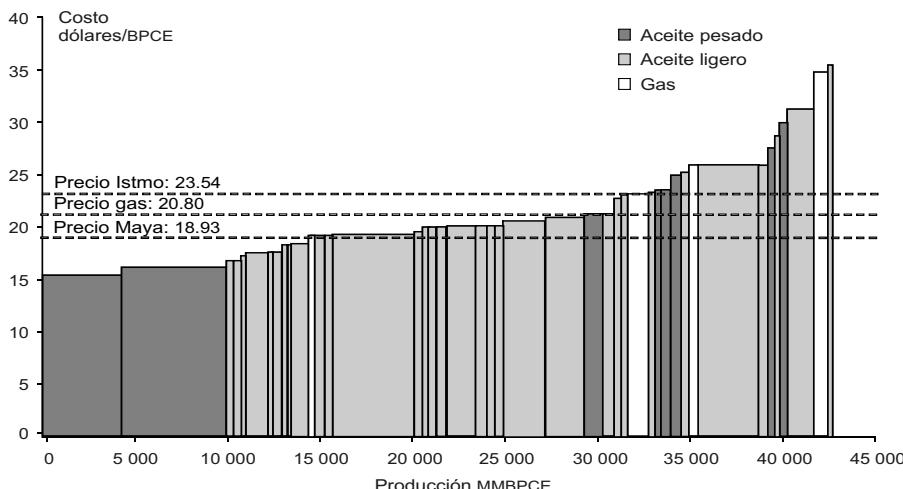
Lo anterior se explica por la rentabilidad que presentan los proyectos a raíz del cambio de régimen, lo que permitirá a Pemex: *i*) disminuir el riesgo en la toma de decisiones de inversión; *ii*) desarrollar y reclasificar un mayor volumen de reservas de modo económico viable, y *iii*) mejorar la situación financiera de la empresa.

1. *Beneficios otorgados en la cartera de proyectos de exploración y producción por el cambio de régimen fiscal*

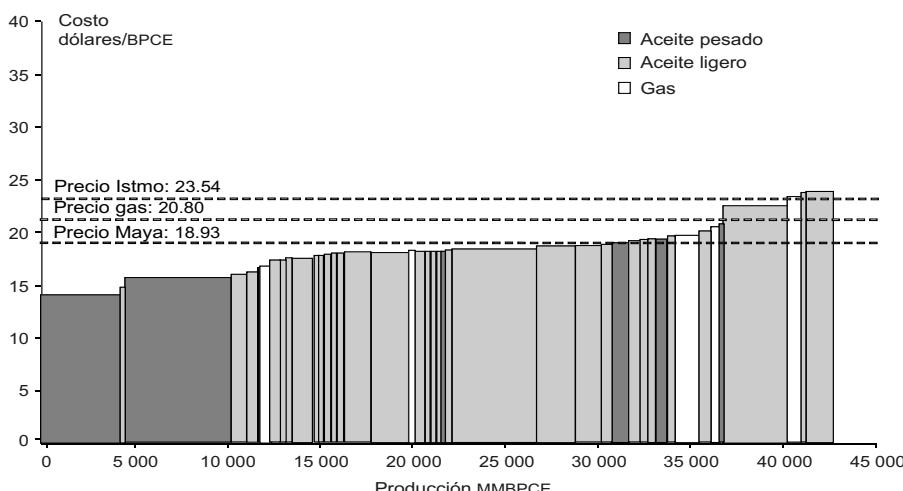
La entrada en vigencia del nuevo régimen fiscal implica un incremento de la reserva petrolera económico rentable, al pasar de 30 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente (lo que representa 18 años de producción de petróleo) con el esquema de la RED, a más de 40 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente (que significan 25 años de producción de petróleo) con el nuevo régimen fiscal; esto se debe a que el costo de equilibrio⁷ que resulta al aplicar el anterior régimen fiscal a los proyectos de exploración y producción es mayor al costo de equilibrio que resulta con el nuevo régimen, lo que se observa en las gráficas 4 y 5.

⁷ Es el precio necesario para que un proyecto alcance a cubrir sus costos e impuestos de modo económico rentable; es decir, que genere un valor presente neto mayor o igual a cero (*break-even*).

GRÁFICA 4. Costos totales para proyectos de crudo y gas asociado RED



GRÁFICA 5. Costos totales para proyectos de crudo y gas asociado con el nuevo régimen fiscal



Es decir, con el régimen anterior (RED) para desarrollar la totalidad de las reservas petroleras actuales sería necesario que durante toda la vida de los proyectos los precios en el mercado fueran iguales o superiores a 35 dólares/bpce de la mezcla mexicana, sin considerar la incorporación de nuevos proyectos con costos superiores a los actuales.

Por otra parte, con el nuevo régimen fiscal para desarrollar este potencial se requiere un precio promedio inferior, de aproximadamente 25 dólares/bpce, es decir un menor costo fiscal para los proyectos, lo que permitirá

a Pemex incorporar, desarrollar y producir reservas petroleras con costos de equilibrio después de derechos menores.

2. *Análisis de los proyectos de exploración y producción con distintos regímenes fiscales*

Particularmente, con el fin de evaluar la competitividad del nuevo régimen fiscal respecto a otros países se seleccionaron los proyectos representativos de la cartera de inversión de exploración y producción, enfocados en la producción de crudo y gas no asociado, para evaluarlos con regímenes de otros países. Lo anterior con objeto de hacer un análisis comparativo lo más justo posible, ya que, como se comentó líneas arriba, la gran dispersión en costos de producción atribuible fundamentalmente a las características geológicas entre países y regiones petroleras hace en particular complejo realizar estas comparaciones. Los resultados de este análisis se presentan a continuación.⁸

El nuevo régimen fiscal da un tratamiento fiscal distinto a los proyectos de crudo y gas natural asociado respecto a los proyectos de gas natural no asociado, por lo que se presenta un análisis comparativo, respetando esta distinción.

a) *Proyectos de crudo y gas natural asociado.* Para campos de crudo pesado y extrapesado en aguas someras en México⁹ se comparó el nuevo régimen fiscal con el aplicable en aguas someras de los Estados Unidos, debido a su cercanía geográfica. Se comparó también con el régimen aplicable en Colombia, por el manejo de sus crudos pesados en aguas someras y en zonas terrestres, ya que presentan costos similares a los de México. Como resultado de esta comparación se observa que la participación del gobierno¹⁰ es mayor que el régimen de los Estados Unidos para aguas someras y menor que el tratamiento que Colombia aplica al crudo pesado.

En el mismo sentido, para campos de crudo ligero marino en aguas someras y en aguas semiprofundas en México, se comparó con el régimen fiscal aplicable en las aguas someras y profundas de los Estados Unidos, debido a su cercanía geográfica. Además, se compararon los campos de aguas profundas con los regímenes de Nigeria y Egipto por sus similitudes en las producciones por pozo con México, así como en los costos de exploración y desarrollo para este tipo de proyectos. El comparativo muestra que la participación del

⁸ La descripción de los regímenes se presenta en el apéndice 1.

⁹ El criterio para considerar un proyecto como de aguas someras es que presente un tirante de agua inferior a 200 metros; para ser considerado como de aguas semiprofundas debe tener un tirante de agua entre 200 y 500 metros y, por último, para ser considerado como de aguas profundas debe tener un tirante de agua mayor a 500 metros. Véase apéndice 2.

¹⁰ La participación del gobierno, también conocida como *Government Take* (ingresos del gobierno respecto al valor presente antes de derechos), define el porcentaje de la utilidad antes de derechos, que por medio de la recaudación de derechos se queda el gobierno. Si es mayor a 100% el proyecto paga más derechos que la utilidad generada por el mismo antes de derechos.

gobierno en el nuevo régimen fiscal es menor que en Indonesia pero mayor que en Tejas —marino somero y marino profundo, Egipto profundo y Nigeria profundo (cuando así aplica).

Asimismo, se hace un análisis de incidencia del régimen en regiones con estructuras de costos altas, de lo que se infiere que el desarrollo de estos campos resulta negativo después de aplicar el nuevo régimen fiscal, ya que la participación del gobierno supera el 100%. Esta comparación se realizó con los regímenes impositivos aplicables en las explotaciones terrestres de Tejas, debido principalmente a la cercanía geográfica con México y con Colombia por la similitud de costos. Resultado de esta evaluación se observa que el régimen más oneroso es el de Colombia aplicable al crudo pesado (89%) y después el de Tejas (81%).

CUADRO 1. *Proyectos de crudo: Participación del gobierno*
(Porcentaje)

Proyecto	Tejas terrestre	Colombia (crudo pesado)	Indonesia	Nigeria profundo	Marino somero (Estados Unidos)	Marino profundo (Estados Unidos)	Egipto profundo	Nuevo régimen fiscal (Pemex)
Crudo extra-pesado		79			57			77
Terrestre, altos costos	81	89						96
Crudo ligero marino			96		60			79
Crudo marino somero	90		104					95
Terrestre, maduro	72		91					83
Aguas profundas			97	77		47	76	97

b) *Proyectos de gas natural no asociado*. En el caso de campos de gas no asociado en México se comparó el nuevo régimen fiscal con el aplicable en Tejas por su cercanía geográfica y características geofísicas similares; con Alberta (Canadá), debido a la semejanza en la productividad por pozo; con Indonesia por el tamaño de los campos y los costos de producción, y con Colombia por su analogía en los costos de producción comparados con los campos de México. Con el nuevo régimen fiscal los principales proyectos de gas no asociado del norte del país resultan rentables; aun cuando la participación del gobierno asciende a 85%, ésta se encuentra por debajo de Indonesia y Tejas.

Para el resto de los proyectos de gas no asociado, a pesar de que la participación del gobierno oscila entre 76 y 95%, en ningún caso son negativos, siempre por debajo de Tejas y en algunos casos de Indonesia.

CUADRO 2. *Proyectos de gas no asociado: Participación del gobierno*^a
(Porcentaje)

Proyecto	Tejas (Estados Unidos)	Alberta (Canadá)	Indonesia	Colombia	Nuevo régimen fiscal (Pemex)
Gas no asociado, somero	103	40	85	60	95
Gas no asociado, marino (1)	74	36	66	41	84
Gas no asociado, marino (2)	84	39	70	50	76
Gas no asociado, marino (3)	87	37	84	49	76
Gas no asociado norte (1)	135	32	124	72	85
Gas no asociado norte (2)	226	41	165	118	85
Gas no asociado suroeste	110	43	104	55	94

^a *Government Take*: ingresos del gobierno respecto al valor presente antes de derechos. Los detalles de la clasificación se muestran en el apéndice 2.

IV. COMENTARIOS FINALES

El nuevo régimen fiscal resulta competitivo para Petróleos Mexicanos, ya que le permite realizar actividades de exploración y producción de manera rentable y, de igual modo, asegura al gobierno obtener una renta petrolera sin que se afecte notoriamente las finanzas públicas. Se debe destacar que existen reservas petroleras por desarrollar y producir con condiciones geológicas que implican una estructura de costos diferente de la que actualmente Pemex presenta, por lo que será importante elaborar mecanismos fiscales que generen los incentivos necesarios para que puedan ser consideradas como reservas económicamente rentables.

Un componente importante del nuevo régimen fiscal es el costo de producción deducible de la base gravable. Un reto para el gobierno federal y la empresa es vigilar la evolución de este costo, ya que en su fijación deberá considerarse la composición de la cartera de inversiones de la empresa y la curva de costo de producción en dicha cartera. El riesgo del gobierno federal es permitir la deducción de costos de producción por encima de los costos eficientes, lo que generaría el dispendio y la destrucción de valor económico. En el caso de Pemex el riesgo es tener un costo deducible muy bajo que inhiba la explotación de reservas aun con prácticas operativas eficientes.

CONCLUSIONES

El nuevo régimen fiscal: *i*) permite a PEP operar como cualquier compañía petrolera en el mundo, ya que para el cálculo de los derechos no depende de una consolidación con el resto de las empresas subsidiarias; *ii*) es competitivo

vo, desde el punto de vista fiscal, ya que permite la realización de proyectos de gas no asociado y crudo de manera comparable con esquemas fiscales de otros países, sin afectar los estados financieros de Pemex, dado que se traduce en menores costos fiscales para dichos proyectos; *iii*) establece un mecanismo que permite una transición gradual entre el régimen fiscal anterior y una menor carga fiscal para la empresa; *iv*) elimina distorsiones en las decisiones de inversión generadas por el anterior régimen fiscal; *v*) debe ser supervisado permanentemente en el monto de las tasas aplicables a la renta económica y el costo de producción deducible, para evitar la práctica de operaciones ineficientes en la explotación de hidrocarburos o que se inhiba la explotación eficiente de reservas con estructuras de costos altas, pero con rendimiento positivo para el país.

APÉNDICE 1. Descripción de los regímenes seleccionados

1. Crudo

En el cuadro A1 se observa una descripción de las características de los esquemas fiscales con los que fueron evaluados y comparados los proyectos de crudo y gas asociado de Petróleos Mexicanos. Los resultados reflejan la participación del gobierno en la utilidad antes de derechos del proyecto, es decir, si un proyecto tiene una participación del gobierno superior a 100% éste tendrá una rentabilidad negativa después de derechos.

2. Gas no asociado

En el cuadro A2 se observa una descripción de las características de los esquemas fiscales con los que fueron evaluados y comparados los proyectos de gas no asociado de Petróleos Mexicanos. La diferencia principal para el cálculo de derechos en los proyectos de gas no asociado es el límite a las deducciones de costos.

APÉNDICE 2. Glosario

Los proyectos de exploración y producción se pueden clasificar por:

1. Tipo de producción

a) *Crudo y gas asociado*. Se refieren a los proyectos propios de producción que contienen aceite y gas natural que se encuentran en contacto con el crudo en el yacimiento, ya sea en el casquete o disuelto en el crudo. El gas asociado contiene otros hidrocarburos además del metano. Localizados principalmente en el estado de Tabasco y en la zona marina frente a las costas de

CUADRO A1
(Porcentaje)

<i>Régimen fiscal</i>	<i>Regalías</i>	<i>Derechos sobre flujo</i>	<i>Dividendos (participación de ganancias)</i>	<i>Costo límite</i>	<i>Otros</i>
NRF Pemex	Ninguna	79 ^a	Ninguno	6.5 dólares por barril de crudo y gas asociado	Ninguno
Colombia pesado	6-18.75 en función del ritmo de producción	35	30-65	Definen reglas de depreciación	Impuestos municipales de 0.2 a 0.7% sobre el ingreso bruto
Tejas	20-25 en función del ritmo de producción	35.08	Ninguno	Aplican otras reglas de impuestos mínimos	4.6% por abandono de campos Cuota regulatoria para saneamiento de campos de 0.003125 dólares por barril
Indonesia	15	45	75	Definen reglas de depreciación	10% para socio indonesio 25% del crudo a mercado interno a 25% del precio internacional
Marino somero (Estados Unidos)	16.67	35.08	Ninguno	Ninguno	Ninguno
Nigeria profundo	4-8 en función de la profundidad	20-65 en función de la producción	50	Ninguno	Impuesto de 2% en ganancias para educación
Marino profundo (Estados Unidos)	12.5	35.08	Ninguno	Ninguno	Ninguno
Egipto profundo	10	—	60 al 80	Definen reglas de depreciación	Cuota de capacitación requerida

^a Para los primeros cuatro años de aplicación del régimen se deberá considerar una tasa diferenciada por rango de precio.

CUADRO A2
(Porcentaje)

<i>Régimen fiscal</i>	<i>Regalías</i>	<i>Derechos sobre flujo</i>	<i>Dividendos (participación de ganancias)</i>	<i>Costo límite</i>	<i>Otros</i>
NRF Pemex	Ninguna	79a	Ninguno	2.70 dólares por millar de pie cúbico	Deducción de 0.5 dólares/mpc de gas no asociado producido por arriba de la producción de 2006
Tejas (Estados Unidos)	20-25 en función del ritmo de producción	35.08	Ninguno	Aplican otras reglas de impuestos mínimos	7.5% por abandono de campos
Alberta (Canadá)	5-30 en función del ritmo de producción	44.62	Ninguno	Definen reglas de depreciación	Cuota regulatoria para saneamiento de campos de 0.000333 dólares por mmpc
Indonesia	15	45	60	Definen reglas de depreciación	Impuesto al activo de 0.225% para grandes empresas
Colombia	6.4-20 en función de la producción	35	30-65	Definen reglas de depreciación	10% para socio indonesio 25% del crudo a mercado interno a 25% del precio internacional
					Impuestos municipales de 0.2% a 0.7% sobre el ingreso bruto

^a Para los primeros cuatro años de aplicación del régimen se deberá considerar una tasa diferenciada por rango de precio.

Campeche y Tabasco. Este tipo de proyectos se clasifica a su vez por su densidad, medida en grados API.¹¹

Aceite crudo	Densidad (gramos/cm ³)	Densidad grados API
Extrapesado	> 1.0	10
Pesado	1-0.92	10-22.3
Mediano	0.92 -0.87	22.3-31.1
Ligero	0.87-0.83	31.1-39
Superligero	< 0.83	> 39

La mayoría de los proyectos de crudo ligero se encuentran en los estados de Veracruz, Tabasco y frente a las costas de Campeche. Su relación gas-aceite es muy alta. Los proyectos de crudo pesado se encuentran en el estado de Veracruz y en el Golfo de México frente a las costas de Campeche. En particular, el manejo y distribución del crudo extrapesado requiere un tratamiento especial, el cual puede consistir en mezclar crudos extrapesados con ligeros, procesarlos o agregarles sustancias químicas, la utilización de sistemas más complejos de transporte (ductos térmicos) o inclusive su proceso dentro del yacimiento mismo (*combustión in situ*).

b) *Gas no asociado.* Gas natural que se encuentra en el yacimiento sin presencia de aceite. Los pozos de gas no asociado producen en la mayoría de las ocasiones metano puro. Los yacimientos de gas no asociado se encuentran principalmente en los estados de Tamaulipas y Veracruz, así como frente a las costas de éstos. El gas no asociado se puede presentar libre de impurezas (gas dulce) o con trazas de agua, CO₂ o H₂S (gas amargo).

Existen procesos para remover las impurezas del gas y “endulzarlo”. La calidad del gas se mide por su poder calorífico, es decir, la capacidad de generar calor, y mientras más libre de impurezas, mayor será su valor. El valor promedio del gas que se produce en México es de 1 075 BTU (*British Thermal Units*) por millón de pies cúbicos, equivalente a 5 201 pies cúbicos por barril. Este último valor también se utiliza para la conversión del gas a barriles de petróleo crudo equivalente.

2. Por su ubicación geográfica

a) *Terrestres.* Se localizan principalmente en los estados de Tamaulipas, Veracruz, Tabasco, Chiapas y Campeche.

b) *Marinos.* A su vez se clasifican como: i) somero o de aguas someras; tirantes de agua de hasta 500 metros de profundidad; se localizan a lo largo de

¹¹ Los grados API (por sus siglas en inglés American Petroleum Institute) son un parámetro internacional que diferencia las calidades del crudo a partir de su densidad. Entre más grados API tenga un petróleo, mejor es su calidad. Los llamados crudos “ligeros” son los que tienen más de 26 grados API, los “intermedios” se sitúan entre 20° y 26° API, y los “pesados” por debajo de 20° API.

toda la franja costera del Golfo de México y la Península de Yucatán hasta la isobata de 500 metros; *ii*) profundos o de aguas profundas; tirantes de agua de más de 500 metros de profundidad; para el caso de México se localizan después de la isobata de 500 metros, que en promedio está 100 kilómetros mar adentro frente a las costas de Tamaulipas y Veracruz y hasta 300 kilómetros frente a los estados de Tabasco, Campeche y Yucatán.

APÉNDICE 3. *Descripción del nuevo régimen fiscal*

El esquema aprobado se compone básicamente por tres derechos:

1. *Derecho ordinario sobre hidrocarburos (DOH)*

a) Establece una tasa a la diferencia entre ingresos y deducciones, en particular, para los primeros cuatro años la tasa dependerá del precio observado y del año; después de este periodo, la tasa aplicable será 79 por ciento.

CUADRO A3

<i>Rango de precio promedio ponderado anual de barril de petróleo crudo mexicano exportado (dólares)</i>	<i>Tasa para el derecho ordinario sobre hidrocarburos (porcentaje)</i>			
	<i>2006</i>	<i>2007</i>	<i>2008</i>	<i>2009</i>
00-19.99	87.81	85.61	83.40	81.20
20-21.99	87.32	85.24	83.16	81.08
22-23.99	83.14	82.10	81.07	80.03
24-25.99	82.34	81.50	80.67	79.83
26-27.99	81.53	80.90	80.27	79.63
28 en adelante	78.68	78.76	78.84	78.92

b) Es posible deducir: *i*) el costo real sujeto a un costo límite de 6.5 dólares por barril de petróleo crudo equivalente, que incluye crudo y gas asociado, y 2.7 dólares por mpc para gas no asociado; *ii*) 0.5 dólares por cada millar de pie cúbico de gas natural no asociado obtenido por encima de la producción observada en 2006; *iii*) el monto pagado por el derecho sobre hidrocarburos para el Fondo de Estabilización (DSHFE); *iv*) el monto pagado por el derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo (DEEP); *v*) el monto pagado por el derecho para el fondo de investigación científica y tecnológica en materia de energía; *vi*) el monto pagado por el derecho para la fiscalización petrolera.

2. *Derecho sobre hidrocarburos para el Fondo de Estabilización (DSHFE)*

Se considera una tasa aplicable a todo el valor de la producción de crudo cuando el precio observado de la mezcla de crudo rebase los 22 dólares. El valor de la tasa dependerá del precio observado (1% en 22 dólares por barril

CUADRO A4

<i>Rango de precio promedio ponderado anual del barril de petróleo crudo mexicano exportado (dólares)</i>	<i>Porcentaje por aplicar en el valor anual del total de las extracciones de petróleo crudo en el año</i>
22.01-23	1
23.01-24	2
24.01-25	3
25.01-26	4
26.01-27	5
27.01-28	6
28.01-29	7
29.01-30	8
30.01-31	9
31.01 en adelante	10

a 10% cuando exceda de 31 dólares por barril). El destino de los recursos será el Fondo de Estabilización.

3. Derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo (DEEP)

Aplica 13.1% al diferencial del precio observado de la mezcla mexicana de crudo de exportación respecto al precio establecido en la ley de ingresos del año en curso por el volumen exportado. El destino de los recursos será el Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas.

Asimismo, el esquema aprobado lo componen los siguientes derechos:

4. Derecho para la fiscalización petrolera

Se aplicará una tasa de 0.003% en el valor de la producción total extraída. La recaudación se destinará a la Auditoría Superior de la Federación de acuerdo con el presupuesto de egresos de la federación.

5. Derecho para el Fondo de Investigación Científica y Tecnológica en materia de energía

Se aplicará una tasa de 0.05% en el valor de la producción extraída. La recaudación se destinará al Instituto Mexicano del Petróleo, de acuerdo con el presupuesto de egresos de la federación.

6. Derecho adicional

Se aplicará un derecho adicional cuando la extracción de petróleo crudo en los años de 2006, 2007 y 2008 efectivamente alcanzada sea menor a la establecida en el cuadro A5.

CUADRO A5

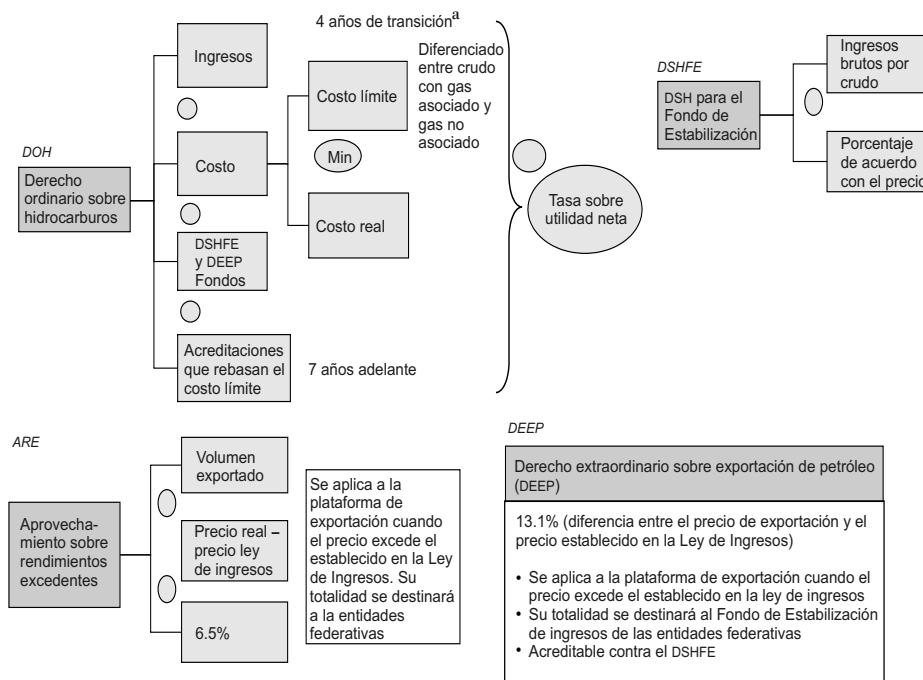
<i>Año</i>	<i>Extracción anual (bariles de petróleo crudo)</i>
2006	1 247 935 000
2007	1 259 980 000
2008	1 285 895 000

El cálculo de este derecho compensará las participaciones que hubieran obtenido los estados de haber sido alcanzada la extracción anual de crudo que se encuentra en el cuadro A5.

7. Aprovechamiento sobre rendimientos excedentes (ARE)

Aplica 6.5% al diferencial del precio observado de la mezcla mexicana de crudo de exportación respecto al precio establecido en la ley de ingresos del año en curso por el volumen exportado. La recaudación anual que genere la aplicación del aprovechamiento sobre rendimientos excedentes, se destinará en su totalidad a las entidades federativas en los términos que disponga el presupuesto de egresos de la federación. Este aprovechamiento se acredita-

GRÁFICA A1



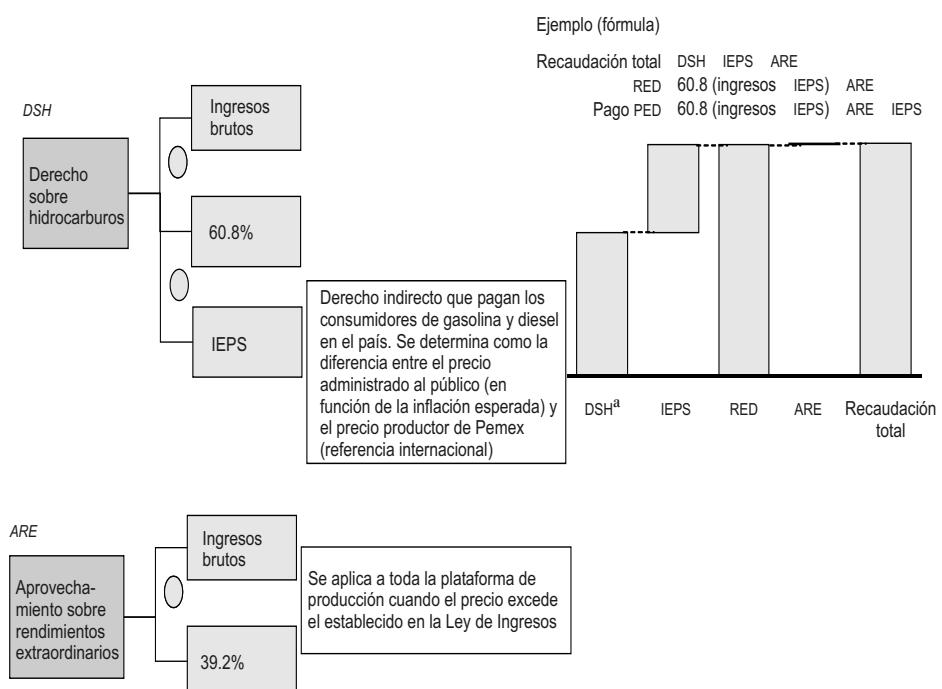
^a Reservado para discusión de las Cámaras.

rá contra el derecho sobre hidrocarburos para el Fondo de Estabilización o, en caso de resultar insuficiente, contra el derecho ordinario sobre hidrocarburos, previstos en los artículos 256 y 254, respectivamente, de la ley federal de derechos.

Se incluye en la gráfica A1 la descripción del nuevo régimen fiscal aplicable a Petróleos Mexicanos.

APÉNDICE 4

GRÁFICA A2. *Descripción gráfica del anterior régimen fiscal (RED)*



^a En este impuesto se acredita el derecho extraordinario sobre exportación de crudo (DEEP), el cual tiene como objetivo distribuir la recaudación de DSH.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Burke, Frank M., Jr., y Mark L. Starcher (1993), *Oil and Gas Taxation in Non-technical Language*, PennWell Books.
- Burness, Stuart (1976), “On the Taxation of Nonreplenishable Natural Resources”, *Journal of Environmental Economics and Management*.
- Fondo Monetario Internacional (1998), “Fiscal Sustainability with Non-Renewable Resources”, IMF Working Paper, Fiscal Affairs Department.
- Garnaut, Ross, y Anthony Clunies (1983), *Taxation of Mineral Rents*, Oxford, Clarendon Press.

- Heaps, Terry, y John Helliwell (1985), “The Taxation of Natural Resources”, *Handbook of Public Economics*, vol. 1, North Holland.
- Hotelling, Harold (s/f), “The Economics of Exhaustible Resources”, *Journal of Political Economy*, vol. 39, núm. 2.
- Johnston, Daniel (1994), *International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts*, PennWell Books.
- Kemp, Alexander (1988), *Investment Risk and Fiscal System: A comparative Study of the Effects of Taxation*.
- , y Peter Jones (1996), “Progressive Petroleum Taxes and the ‘Gold Plating’ Problem”, North Sea Study Paper núm. 59.
- Mommer, Bernard (1999), *Oil Prices and Fiscal Regimes*, Oxford Institute for Energy Studies, WPM 24.
- Zhang, Lei (1997), “Neutrality and Efficiency of Petroleum Revenue Tax: A Theoretical Esessment”, *The Economic Journal*, julio.