

POLÍTICA FISCAL Y RENTA PETROLERA: UNA PROPUESTA DE RÉGIMEN FISCAL PARA PEMEX

FRANCISCO VENEGAS-MARTÍNEZ*

RESUMEN

En este trabajo se presenta una propuesta de régimen fiscal para Petróleos Mexicanos (Pemex) que atiende a necesidades de modernización y competitividad en un ambiente de cambio estructural de la industria petrolera internacional. La propuesta tiene como cimiento la maximización de la renta económica proveniente del petróleo y la asignación eficiente de recursos para la inversión en exploración y desarrollo de campos de producción. El nuevo sistema impositivo es elaborado con base en un diagnóstico del régimen fiscal vigente en cuanto a su desempeño con los objetivos de política económica. La propuesta se caracteriza por ser sencilla, transparente, neutral y coherente con el panorama actual del mercado. Asimismo, nuestra propuesta genera los incentivos adecuados para promover el desarrollo y modernización del sector petrolero y asegura a la autoridad fiscal una recaudación confiable y predecible en el mediano y largo plazo. Por último, se desarrolla un modelo econométrico del sector petrolero que muestra que los beneficios del esquema propuesto son mayores, antes y después de derechos e impuestos, que los beneficios que se generan en el régimen actual. Los resultados del análisis empírico sugieren, además, una revisión integral de los precios y la producción y, en general, la reasignación de recursos en la paraestatal.

* Investigador del Centro de Investigación y Docencia Económicas, A.C. El autor agradece los comentarios y sugerencias de dos dictaminadores anónimos.

FISCAL POLICY AND OIL INCOME: A FISCAL REGIME PROPOSAL FOR PEMEX

This article puts forward a fiscal regime proposal for *Petróleos Mexicanos* (Pemex) which deals with the need for modernization and competitiveness within the context of structural change in the international petroleum industry. The proposal is based on the maximization of financial income from petroleum and the efficient allocation of resources for investment in the exploration and development of production fields. The new tax system is based on a diagnosis of the current tax regime as regards its performance *vis-a-vis* economic policy aims. The proposal is simple, transparent and neutral and in keeping with the current market outlook. Likewise, the proposal creates sufficient incentives to promote the development and modernization of the petroleum sector, while guaranteeing the tax authorities a reliable, predictable amount of taxes in the medium and long term. Finally, the author develops an econometric model of the petroleum sector that shows that the benefits of the proposed scheme are greater, both before and after duties and taxes, than the profits generated in the current regime. The results of this empirical analysis also suggest an overall review of prices and production and in general, a reallocation of resources in the semi-state firm.

POLITIQUE FISCALE ET REVENUS PÉTROLIERS: PROPOSITION D'UN RÉGIME FISCAL POUR PEMEX

L'article présente une proposition de régime fiscal pour *Petróleos Mexicanos* (Pemex), qui tient compte des besoins de modernisation et de compétitivité dans un contexte de changement structurel de l'industrie pétrolière internationale. La proposition se fonde sur la maximisation de la rente économique provenant du pétrole et sur l'affectation efficace de ressources en matière d'investissement dans le domaine de l'exploration et du développement de secteurs de production. Le nouveau système d'imposition est mis au point à partir d'un diagnostic du régime fiscal en vigueur, quant à son rapport avec les objectifs de politique économique. La proposition se caractérise par sa simplicité, sa transparence, sa neutralité et sa cohérence avec la situation actuelle du marché. Notre proposition crée également les stimulants à la promotion du développement et de la modernisation du secteur pétrolier; elle garantit en outre aux instances fiscales une perception fiable et prévisible à moyen et à long terme. En fin, un modèle économétrique du secteur pétrolier est donné, qui montre que les bénéfices apportés par le modèle proposé sont plus grands, avant et après droits et impôts, que les bénéfices apportés par le régime

actuel. Les résultats de l'analyse empirique suggèrent en outre une révision intégrale des prix et de la production et, en général, une nouvelle affectation des ressources au sein de la compagnie paraétatique.

1. INTRODUCCIÓN

El artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos establece que la nación tiene el dominio directo de todos los hidrocarburos que se encuentren en territorio nacional, así como la exclusividad de su explotación.¹ A su vez, el artículo 4o. de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo² precisa que la nación llevará a cabo las actividades de exploración, refinación, transporte, almacenamiento y comercialización del recurso natural *por conducto* de Petróleos Mexicanos (Pemex),³ lo que, definitivamente, crea un monopolio legal en la actividad básica de llevar los hidrocarburos a la superficie. Debido a la abundancia del petróleo, su bajo costo de extracción y la cercanía del cliente importador más importante,⁴ el objetivo de Petróleos Mexicanos es maximizar la renta económica proveniente del petróleo con tasas de extracción consistentes con el crecimiento económico sostenido y sustentable.

Las contribuciones asociadas con el petróleo y sus derivados representan una de las principales fuentes de ingresos del sector público federal.⁵ El derecho por la extracción de petróleo constituye uno de los componentes centrales de la recaudación federal participable (RFP), de la cual forman parte los gobiernos de los estados y del Distrito Federal a través de los Fondos Generales de Participaciones, de Fomento Municipal y de Aportaciones⁶ (Ramo 33).

1 Con respecto a la exclusividad de la nación sobre la explotación del recurso, en el *Diario Oficial de la Federación* del 9 de noviembre de 1940 se encuentra publicada la siguiente adición al párrafo sexto del artículo 27 constitucional: "Tratándose de petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos, no se expedirán concesiones y la Ley Reglamentaria respectiva determinará la forma en que la nación llevará a cabo las explotaciones de estos productos".

2 Publicada en el *Diario Oficial de la Federación* el 29 de noviembre de 1958. Adiciones y modificaciones a la ley en comento se encuentran publicadas en el *Diario Oficial de la Federación* del 13 de noviembre de 1996 y del 30 de diciembre de 1997.

3 El transporte, almacenamiento y distribución de gas podrán realizarse, previo permiso de la Comisión Reguladora de Energía, por los sectores social y privado, quienes podrán construir, operar y ser propietarios de ductos, instalaciones y equipos, de conformidad con el artículo 4o. de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.

4 Estados Unidos compra aproximadamente el 80% del total de exportaciones de petróleo crudo según cifras preliminares (*Memoria de Labores*, 1999, de Petróleos Mexicanos).

5 Aproximadamente un tercio de los ingresos del sector público provienen de derechos e impuestos a la producción y ventas de crudo y petrolíferos.

6 La Ley de Coordinación Fiscal en su artículo 2o. define a la RFP como la recaudación que obtiene la Federación por todos sus impuestos, así como por los derechos sobre la extracción de petróleo. En la RFP no se incluyen los derechos extraordinarios y adicionales sobre la extracción del recurso.

La reestructuración más reciente de Petróleos Mexicanos en organismos subsidiarios (o descentralizados) se realizó en julio de 1992. Los organismos creados fueron: Pemex-Exploración y Producción (PEP), Pemex-Refinación (PREF), Pemex-Gas y Petroquímica Básica (PGPB) y Pemex-Petroquímica (PP).⁷ El régimen interno al que quedó sujeta la paraestatal, así como las funciones que debe cumplir están en la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y su respectivo reglamento.⁸ Cabe mencionar que dicho reglamento —vigente desde 1972—, no fue actualizado después de la reestructuración de 1992 de acuerdo con la nueva Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios.

En forma paralela a la reestructuración del organismo, y desde 1994, se ha aplicado un esquema fiscal a Petróleos Mexicanos sobre el pago de impuestos, derechos, aprovechamientos y sus accesorios, que se encuentra detallado en el artículo 4o. de la Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal del año correspondiente, así como en las disposiciones y reglas que al efecto expida la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.⁹

En el diseño de un esquema fiscal, la forma de los impuestos y derechos, así como la magnitud de las tasas pueden incentivar algunas actividades y desincentivar otras. Un esquema fiscal ideal sería aquel en donde la renta económica del recurso se genere en forma eficiente, se promueva la inversión y el crecimiento del sector y se desincentive al monopolio para que no desperdicie recursos. Asimismo, para gravar la renta petrolera el sistema fiscal debe distinguir claramente entre los papeles que el propietario, el conductor de política y el responsable de la operación y crecimiento del sector petrolero deben desempeñar. Por último, el esquema impositivo debe separar con claridad las diferentes funciones del sector: diseño, dirección y control de la política petro-

7 PEP explora y extrae petróleo crudo y gas natural; PREF transforma el petróleo crudo fundamentalmente en combustibles; PGPB produce, transporta y distribuye gas natural y gas licuado de petróleo, así como petroquímicos básicos y PP elabora derivados de petroquímicos básicos (la llamada petroquímica secundaria). Por otro lado, PMI Comercio Internacional S.A. de C.V., empresa filial de Pemex, compra, vende y comercializa en mercados mundiales petróleo crudo, petrolíferos y petroquímicos. Por último, el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) es un órgano descentralizado del gobierno federal con personalidad jurídica y patrimonio propio y sus ingresos provienen de proyectos de investigación, capacitación, desarrollo de tecnología, estudios y servicios técnicos.

8 La Ley de referencia se publicó en el *Diario Oficial de la Federación* el 16 de julio de 1992. El Reglamento de la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos se publicó el 25 de julio de 1972.

9 Los complejos petroquímicos La Cangrejera, Morelos, Cosoleacaque, Escolín, Independencia, Salamanca, Tula y Camargo se incorporaron al régimen general como personas morales a partir de julio de 1997 (con los pagos del ISR y del IMPAC). Los complejos Pajaritos y Reynosa se encuentran en proceso de desincorporación del régimen fiscal de Pemex.

lera. En el actual régimen se persiguen objetivos puramente recaudatorios con un alto margen de seguridad, dejando en segundo término criterios de eficiencia operativa y económica. Además, el régimen vigente es complicado por la aplicación de múltiples tasas a la explotación del recurso, diversas definiciones y una gran cantidad de fórmulas para calcular el impuesto especial sobre producción y servicios. Por otro lado, la red fiscal define la base gravable como el ingreso bruto, lo cual puede conducir a que la paraestatal tenga pérdidas después de considerar los costos y desalentar proyectos de inversión que no generan flujo de efectivo inmediato.

Los procesos de globalización y modernización en la industria petrolera internacional exigen dirigir la relación fiscal del gobierno federal con Petróleos Mexicanos hacia soluciones de mercado, sin atentar contra la soberanía nacional. En esta nueva relación, la paraestatal y sus subsidiarias tienen como objetivo mejorar su eficiencia operativa con autonomía financiera y bajo un marco regulatorio orientado hacia el incremento en la productividad. Al mismo tiempo, en esta correspondencia la autoridad fiscal tiene que asegurar una recaudación fiscal confiable y predecible en el mediano y largo plazo.

Este trabajo está organizado de la siguiente forma: en el apartado dos se analiza la racionalidad económica del propietario del recurso, se presenta el concepto de renta petrolera y se discute sobre su impacto en el bienestar social; en el apartado tres se describe en detalle el régimen fiscal vigente de Pemex; en el cuatro se examina la reforma de 1994 al régimen fiscal de la paraestatal y se lleva a cabo un diagnóstico del régimen actual; en el apartado cinco se realiza un ejercicio numérico del régimen fiscal de Pemex que muestra cómo cada peso del ingreso de Pemex es distribuido en contribuciones, costos e inversión; en el seis se establecen los elementos necesarios que conduzcan en forma racional hacia un nuevo régimen fiscal y una política energética congruente; en el siete se presenta una propuesta completa de un nuevo régimen fiscal; en el ocho se desarrolla un modelo de maximización de la renta petrolera para estimar el beneficio de la empresa bajo el esquema fiscal propuesto, con el fin de compararlo con el beneficio que se genera en el régimen actual. Por último, en el apartado nueve se presentan las conclusiones, se establecen las limitaciones y ventajas de la propuesta y se mencionan algunas líneas de investigación futura.

2. RACIONALIDAD ECONÓMICA, RENTA PETROLERA Y BIENESTAR SOCIAL

En México, el petróleo es un instrumento del desarrollo económico y un factor que contribuye en forma importante al mejoramiento de los niveles de bie-

nestar de los mexicanos y de las próximas generaciones de mexicanos. La abundancia del recurso y su bajo costo de extracción, así como la cercanía del cliente más importante son ventajas absolutas que contribuyen en forma definitiva al valor económico de la actividad petrolera.

La renta (económica) proveniente de la explotación del petróleo se define como la diferencia entre el ingreso petrolero y los pagos competitivos a los factores de la producción (incluyendo la inversión), siempre y cuando dicha diferencia exceda el retorno del uso de los factores en la siguiente mejor alternativa (esto es, sin sacrificar recursos). En un contexto dinámico, la renta petrolera es el valor presente (esperado) del producto después de que todos los costos mínimos necesarios para hacer sostenible la exploración, el desarrollo de nuevos campos y la producción en campos existentes han sido deducidos y, al mismo tiempo, los costos de oportunidad en actividades alternativas fueron considerados en condiciones de mercado. Es importante distinguir entre renta económica y retorno de la inversión; a esta última se le llama cuasi-renta petrolera.

Existen razones e incentivos claros para que el gobierno grave la renta de un recurso no renovable. Primero, el recurso pertenece a la nación; segundo, hay una responsabilidad intergeneracional de distribuir los beneficios mediante el acceso a servicios públicos básicos, y tercero, existe un compromiso de justicia social. La recaudación de la renta tiene entonces que ser la máxima posible, de tal manera que la parte restante, el remanente de operación, alcance justamente (sin desperdicio de recursos) para cubrir las necesidades de inversión en nuevos proyectos de exploración y desarrollo de campos de producción y, al mismo tiempo, los impuestos (o subsidios) no generen distorsiones. A este óptimo se le llama “el primer mejor”. Sin embargo, en la realidad sólo se pueden generar aproximaciones a él.

Conviene destacar que maximizar la renta petrolera no siempre es lo mismo que maximizar el bienestar social. Sin embargo, si los siguientes supuestos se cumplen:

- (S1) Las externalidades son compensadas; y
- (S2) El esquema fiscal adoptado no distorsiona las decisiones de producción (no hay desviaciones del equilibrio competitivo),

entonces ambos objetivos son consistentes (véase Mas-Colell, *et al.*, 1995). En este caso, la política petrolera (nacional) determina cuánto extraer ahora

y cuánto en el futuro con base en los costos, los remanentes esperados de operación, el hallazgo de nuevos pozos de producción, el desarrollo de tecnologías de punta y el interés en las próximas generaciones.

Desde el punto de vista conceptual no es difícil definir el problema de decisión que tiene que resolver el dueño del recurso. Sin embargo, las dificultades surgen en la práctica. Cómo diseñar un esquema fiscal para que la renta económica se genere eficientemente y, que al mismo tiempo, se grave al monopolio encargado del manejo del recurso de tal manera que la tributación no genere distorsiones y sea confiable y predecible en el mediano y largo plazo. La respuesta a esta pregunta es uno de los objetivos principales de esta investigación y en ella nos concentraremos en el desarrollo de este trabajo.

3. DESCRIPCIÓN DEL RÉGIMEN FISCAL VIGENTE

El esquema fiscal vigente que se aplica a Pemex entró en vigor en 1994 y se conforma de contribuciones tributarias (derechos e impuestos) y no tributarias (aprovechamientos). Pemex paga cuatro derechos que están relacionados entre sí: el Derecho Ordinario sobre la Extracción de Petróleo; el Derecho Extraordinario sobre la Extracción de Petróleo; el Derecho Adicional sobre la Extracción de Petróleo y el Derecho sobre Hidrocarburos. También, Pemex paga un impuesto directo sobre rendimientos petroleros, similar al ISR que pagan las empresas en el régimen general, y un aprovechamiento por rendimientos excedentes (véase cuadro 1).

CUADRO 1
DERECHOS, IMPUESTOS Y APROVECHAMIENTOS

I. Derechos sobre producción	I.1. Derecho ordinario sobre la extracción de petróleo. I.2. Derecho extraordinario sobre la extracción de petróleo. I.3. Derecho adicional sobre la extracción de petróleo.
II. Impuesto (directo) al ingreso	• Impuesto sobre rendimientos petroleros.
III. Aprovechamiento sobre producción	• Aprovechamiento sobre rendimientos excedentes.
IV. Derecho sobre hidrocarburos	• Red fiscal de Pemex.

Por otro lado, los consumidores nacionales que compran a Pemex gasolinas, diesel y gas natural son sujetos de los siguientes impuestos, los cuales retiene Pemex y los entera a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

IMPUESTOS INDIRECTOS

v. Impuestos (indirectos) al consumo	v.1. Impuesto especial sobre producción y servicios. v.2. Impuesto al valor agregado.
--------------------------------------	--

Existen otras contribuciones federales a las que está sujeto Pemex y son las siguientes:

OTROS DERECHOS E IMPUESTOS

VI. Otros derechos	VI.1. Derecho de trámite aduanero. VI.2. Derecho de consumo de aguas nacionales. VI.3. Derecho sobre descargas de aguas residuales.
VII. Otros impuestos	• Impuesto a la exportación.

Finalmente, se mencionan a continuación las contribuciones de carácter local.

IMPUESTOS LOCALES

VIII. Contribuciones locales	VIII.1. Impuesto sobre nóminas. VIII.2. Impuesto predial.
------------------------------	--

A continuación se detallan las bases, tasas y sujetos de las distintas contribuciones:

3.1. Derecho (ordinario) sobre la extracción de petróleo (DEP)

El objeto de este derecho es recaudar una porción del total de ingresos por ventas (externas e internas) neto de costos e inversión. El organismo subsidiario denominado Pemex-Exploración y Producción (PEP) es sujeto del derecho *ordinario* sobre la extracción de petróleo (DEP). El derecho se calcula, por cada región petrolera de explotación,¹⁰ como sigue:

$$DEP = \tau_{DEP} \max(N, 0) = 0.523 \max(N, 0), \text{ con } N = Y - E - I, \quad (1)$$

10 Las regiones petroleras de explotación especificadas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público mediante reglas de carácter general son: Región Norte, Región Sur, Región Marina Noreste y Región Marina Sudoeste.

donde: Y = Ingresos totales¹¹ de PEP (ventas internas y externas); E = Egresos totales de PEP (costos de exploración, desarrollo de nuevos campos y producción, así como gastos administrativos); I = Inversión de PEP (bienes de activo fijo); N = Ingresos netos (base gravable del *DEP*).

Las mermas por derramas o quema de petróleo son responsabilidad de PEP y se consideraran como ventas de exportación. El organismo subsidiario PEP entera diario y semanalmente pagos provisionales, cuyos montos son especificados en la Ley de Ingresos del ejercicio fiscal correspondiente, mismos que se acreditan en su declaración mensual. Si las diferencias resultan en contra de PEP, éstas se enterarán mediante declaración complementaria, incluyendo actualización y recargos en términos del Código Fiscal de la Federación.

PEP calculará y enterará el monto del derecho sobre la extracción de petróleo (*DEP*) para el ejercicio fiscal correspondiente mediante declaración anual a más tardar en marzo del año posterior al del ejercicio fiscal. Finalmente, cabe destacar que este derecho forma parte de la recaudación federal participable, es decir, el gobierno federal transfiere una parte de estos ingresos a las entidades federativas y a los municipios.

3.2. Derecho extraordinario sobre la extracción de petróleo (*DEEP*)

El organismo subsidiario PEP paga el derecho *extraordinario* sobre la extracción del petróleo (*DEEP*). La base de este derecho es el derecho sobre la extracción de petróleo (*DEP*), y se calcula mediante la fórmula:

$$\begin{aligned} DEEP &= \tau_{DEEP} DEP = \tau_{DEEP} \tau_{DEP} \max(N, 0) \\ &= (0.255)(0.523) \max(N, 0) = 0.1336 \max(N, 0). \end{aligned} \quad (2)$$

En este caso, PEP entera diario y semanalmente anticipos predeterminados en la Ley de Ingresos, los que acredita mediante declaración mensual. En caso de que resulten diferencias, se aplica el mismo procedimiento que con el derecho sobre la extracción del petróleo *DEP*. La declaración anual por este concepto es también similar a la del *DEP*. El derecho extraordinario sobre la extracción de petróleo, *DEEP*, no forma parte de la recaudación federal participable, sino que ingresa a la Tesorería de la Federación para financiar sólo al gobierno federal.

11 El precio para determinar los ingresos por el volumen de producción vendido no podrá ser inferior al de la mezcla mexicana y el precio del gas natural lo fija la Secretaría de Hacienda y Crédito Público a través de reglas de carácter general.

3.3. Derecho adicional sobre la extracción de petróleo (DAEP)

Este derecho se calcula y entera mensualmente por conducto de PEP mediante la presentación de declaración y se define:

$$DAEP = \tau_{DAEP} DEP = \tau_{DAEP} \tau_{DEP} \max(N, 0) \quad (3)$$

donde $\tau_{DAEP} = 0.011$. Se observa que la base del *DAEP* es de nuevo el derecho sobre la extracción de petróleo (*DEP*). El derecho adicional sobre la extracción de petróleo, *DAEP*, se destina a los municipios en donde se lleva a cabo la actividad de exportación de petróleo crudo.

3.4. Impuesto sobre rendimientos petroleros (ISRP)

El *ISRP* es un impuesto equiparable al impuesto sobre la renta que paga cualquier persona física o moral en el régimen general y está dado por:

$$ISRP = \tau_{ISRP} \max(Y - D, 0). \quad (4)$$

donde: $\tau_{ISRP} = 0.34$ y $D =$ Deducciones autorizadas¹² (similares a las del impuesto sobre la renta). Cada uno de los organismos subsidiarios efectúa dos anticipos a cuenta del impuesto para el ejercicio a más tardar el último día de agosto y noviembre del ejercicio fiscal correspondiente. Dichos anticipos se acreditan contra el monto de la declaración anual, misma que debe presentarse a más tardar el último día del mes de marzo del año posterior al del ejercicio fiscal. Una diferencia sustantiva entre el *ISR* y el *ISRP* es que en este último la legislación no permite consolidar los resultados financieros de los organismos.

3.5. Impuesto especial de producción y servicios (IEPS)

El *IEPS* es un impuesto indirecto aplicable a la enajenación de gasolinas (magna, premium y gas-avión), diesel (de alto y bajo azufre para uso automotriz e industrial) y gas natural (para combustión automotriz). Las subsidiarias Pemex-Refinación y Pemex-Gas y Petroquímica Básica retienen este impuesto de los consumidores de combustibles y lo enteran a la Secretaría de Hacienda

¹² Las deducciones autorizadas para el *ISR* de conformidad con la ley del *ISR*, capítulo II, y su reglamento, capítulo II, son: devoluciones de cantidades indebidamente pagadas a la Tesorería de la Federación; descuentos o bonificaciones por pronto pago; costos, gastos e inversión; comisiones; créditos incobrables; investigación y desarrollo tecnológico; intereses y pérdida inflacionaria, y depreciación de las inversiones.

y Crédito Público. La tasa del *IEPS*, τ_{IEPS} , es variable dependiendo del producto y de la agencia de ventas de Petróleos Mexicanos. Asimismo, la tasa del *IEPS* se revisa mensualmente, ya que este gravamen se calcula con base en los precios P_{spot} de las gasolinas y diesel en los mercados *spot* de Houston, California o la costa del golfo de Estados Unidos. Los precios de las gasolinas y diesel en el mercado *spot* varían prácticamente todos los días, mientras que en México los precios de los combustibles son administrados y se ajustan de acuerdo con un desliz para compensar la inflación. El *IEPS* se calcula como:

$$IEPS = \tau_{IEPS} [P_2 - (IVA + A + F + P_1)] \quad (5)$$

donde: P_2 = Precio al público; *IVA* = Impuesto al valor agregado; *A* = Comisiones; *F* = Fletes (de la planta refinadora a la agencia de ventas y de la agencia de ventas al expendio autorizado); P_1 = Precio del productor. La tasa del *IEPS* se calcula como sigue:

$$\tau_{IEPS} = \frac{\alpha_{IVA} P_2 - (P_{spot} + A + F + M + IVA)}{P_{spot} + F + M} \times 100$$

donde $M = P_1 - P_{spot}$ es el costo imputado de manejo y toma el valor de 0.8696 si el *IVA* del bien de consumo es 15% y 0.9091 si el *IVA* es del 10 por ciento.

El precio de referencia P_{spot} para cada uno de los combustibles será el promedio de las cotizaciones del día 26 del segundo mes anterior al día 25 del mes inmediato anterior a aquel por el que se calcula la tasa, convertidas a pesos con el promedio del tipo de cambio de venta del dólar de Estados Unidos que publica el Banco de México en el *Diario Oficial de la Federación*. La Secretaría de Hacienda y Crédito Público, mediante reglas de carácter general, da a conocer los elementos para determinar los precios de referencia, los ajustes por calidad, los costos netos de transporte, la comisión y el costo de manejo a los expendios autorizados. La citada dependencia realiza mensualmente las operaciones aritméticas para calcular las tasas aplicables para cada combustible y en cada agencia de ventas de Petróleos Mexicanos y las publica en el *Diario Oficial de la Federación*.

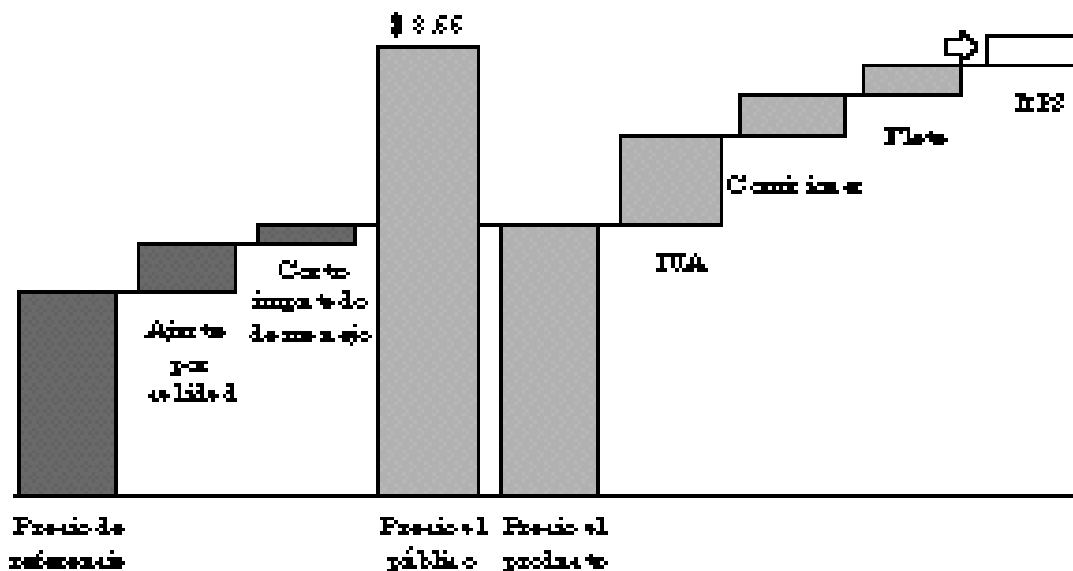
3.6. Derecho sobre hidrocarburos (DSH) y red fiscal

Al operador exclusivo del recurso se le asignan contribuciones a través de derechos y aprovechamientos que, junto con los impuestos que pagan los con-

sumidores de combustibles y petrolíferos, le garantizan al gobierno federal un ingreso mínimo. A este mecanismo se le conoce como la red fiscal de Pemex. La base, B , del derecho sobre hidrocarburos se define como:

$$B = X + W, \quad \text{donde} \quad W = V + IEPS, \quad (6)$$

GRÁFICA 1
IEPS, GASOLINA MAGNA
(Octubre, 1997)



y donde además: X = Valor de las ventas por exportación; W = Valor de las ventas nacionales e impuestos por enajenación de petrolíferos; V = Valor de las ventas nacionales a precio del productor; $IEPS$ = Impuesto especial sobre producción y servicios aplicado a ventas nacionales.

La tasa *ad valorem* aplicable al DSH constituye el 60.8% de la base. Es decir,

$$DSH = \tau_{DSH} B, \quad \text{donde} \quad \tau_{DSH} = 0.608 \quad (7)$$

Los pagos del DEP , $DEEP$, $DAEP$, $IEPS$, $ISRP$, son todos acreditables contra el DSH , de tal forma que

$$DSH = DEP + DEEP + DAEP + IEPS + ISRP \quad (8)$$

La expresión anterior es conocida como red fiscal de Pemex. El criterio para fijar la tasa actual (60.8%) es que la recaudación petrolera por derechos e impuestos coincida con la del ejercicio fiscal de 1993 (en términos proporcionales), a fin de asegurar una recaudación confiable y predecible. Así pues, todos los

impuestos y derechos aplicables a Pemex y sus organismos subsidiarios son acreditables contra el *DSH*. Es decir, si $DSH > ISRP + DEP + DEEP + DAEP + IEPS$, entonces τ_{DEP} y τ_{DEEP} se incrementan hasta que el monto acreditable sea igual a la proporción del *DSH* en 1993. En este caso, si τ_{DEP} produce por lo menos la misma recaudación petrolera participable que en 1993, entonces solamente se incrementa τ_{DEEP} , en caso contrario τ_{DEP} se incrementa hasta producir la recaudación petrolera participable del año de referencia (1993). En caso de que se obtenga con la desigualdad contraria, se procede en forma similar. Lo anterior representa un mecanismo de compensación parcial en la reducción de la recaudación petrolera participable por una menor tasa de *DEP*.

3.7. Aprovechamiento sobre rendimientos excedentes (*ARE*)

Es sujeto de este aprovechamiento el organismo subsidiario PEP. El *ARE* se calcula de acuerdo con la siguiente relación:

$$ARE = \tau_{ARE} X_1 \quad (9)$$

donde $\tau_{ARE} = 0.392$ y X_1 es el excedente del valor de las exportaciones de crudo cuando el precio promedio ponderado acumulado *mensual* de crudo sea mayor a un precio de referencia P^* (el precio de referencia para 1998 fue $P^* = 15.5$ USD/BL). El precio P^* se revisa anualmente. Este aprovechamiento, junto con el derecho sobre hidrocarburos (*DSH*), recauda la totalidad del excedente del valor de las exportaciones a precios mayores que P^* . El organismo subsidiario PEP efectúa anticipos trimestrales a cuenta del aprovechamiento anual.

CUADRO 2
MECÁNICA DE PAGO DE LAS CONTRIBUCIONES

<i>Contribución</i>	<i>Mecánica de pagos</i>
• DEP	• Anticipo diario, anticipo semanal, declaración mensual, declaración anual.
• DEEP	• Anticipo diario, anticipo semanal, declaración mensual, declaración anual.
• DAEP	• Declaración mensual, declaración anual.
• IEPS	• Anticipo diario, anticipo semanal, declaración mensual, declaración anual.
• ISRP	• Primer pago: agosto del año fiscal, segundo pago: noviembre del año fiscal, declaración anual.
• DSH	• Declaración mensual, declaración anual.
• ARE	• Trimestre vencido, anticipos trimestrales a cuenta de la declaración anual, declaración anual.
• IVA	• Declaración mensual, declaración complementaria trimestral.

4. DIAGNÓSTICO DEL RÉGIMEN FISCAL VIGENTE

En esta sección, nuestra tarea consiste en revisar las modificaciones que se llevaron a cabo en la reforma al régimen fiscal de 1994 y evaluar sus efectos, así como identificar incentivos (virtuosos o perversos), ineficiencias y distorsiones que el régimen actual genera en la estructura financiera y operativa de Pemex y sus subsidiarias.

CUADRO 3
RÉGIMEN FISCAL VIGENTE EN PEMEX

<i>Contribución</i>	<i>Base</i>	<i>Tasa</i>	<i>Sujeto</i>	<i>Funcionamiento en la red fiscal</i>
• DEP	Ingresos menos egresos incluyendo inversiones	52.3%	PEP	Acreditable en el DSH
• DEEP	“	25.5%	PEP	Acreditable en el DSH
• DAEP	“	1.1%	PEP	Acreditable en el DSH
• IEPS	Valor residual entre precio al público menos comisiones, fletes, IVA y precio al productor.	Variable por producto y agencia.	Consumidores nacionales de petrolíferos. Retenido por PREF y PGPB	Acreditable en el DSH
• ISRP	Ingresos totales del ejercicio menos deducciones autorizadas.	34.0%	Pemex y organismos	Acreditable en el DSH
• DSH	Ingresos por ventas a terceros más IEPS sin IVA	60.8%	Pemex y organismos	Red fiscal
• ARE	Exportaciones de crudo mayores a P*	39.2%	PEP	Adicional al DSH
• IVA	Valor de los bienes y servicios enajenados	15.0% (10.0% en frontera)	Pemex y subsidiarias	Adicional al DSH

4.1. La reforma al régimen fiscal de Pemex de 1994

Los cambios realizados en 1994 en la estructura impositiva de Pemex no representan una reforma sustancial. El régimen actual es esencialmente el mismo que el de 1993: cuatro derechos que recaudan el ingreso de PEP por la venta de crudo, un aprovechamiento por el excedente del valor de las exportaciones de crudo por arriba de un precio de referencia, un impuesto directo al ingreso de Pemex y un impuesto indirecto que Pemex retiene de los consumidores nacionales de petrolíferos y gas natural. Solamente se llevaron a cabo

ajustes en las tasas y el remplazo del derecho extraordinario sobre hidrocarburos por el derecho adicional sobre la extracción de petróleo (los cuales no son sustitutos), este último genera beneficios a aquellos municipios en donde se exporta crudo.

4.2. *¿Persiste la carencia de una definición de renta económica en el régimen fiscal actual?*

Al ser el petróleo un recurso no renovable de gran valor comercial y cuya explotación está encomendada a un monopolio de Estado, es indispensable maximizar la renta económica. Sin embargo, el régimen fiscal vigente no contempla dicho proceso de optimización. Esta renta proviene de la ganancia extraordinaria que resulta de deducir a los ingresos por comercialización de los hidrocarburos los costos de reposición (los cuales incluyen los recursos empleados en la exploración de yacimientos y en el desarrollo de campos para iniciar su producción), de capital (los cuales abarcan la infraestructura y el equipo existente) y de operación (que incluye el pago total al factor trabajo, es decir, el pago de pensiones y/o pasivos laborales), así como los costos de otros insumos. La renta económica es variable, ya que depende del nivel del precio internacional del crudo y de las características físicas del yacimiento (ubicación, profundidad, arquitectura y presión, así como los grados API y el contenido de azufre del producto) lo que determina los costos unitarios.

4.3. *¿Son adecuados los criterios utilizados para la fijación de tasas?*

Las tasas de los derechos y aprovechamientos se ajustaron en 1993 con el objeto de obtener proporcionalmente los mismos ingresos del ejercicio fiscal anterior, cuando el precio promedio por barril fue de 13.00 dólares. Por esta razón, el escenario actual de volatilidad en los precios del crudo no es compatible con las tasas que se fijaron a los derechos y a los aprovechamientos, pues éstas responden al cálculo aritmético de lo obtenido en 1993, suponiendo erróneamente que los precios serían los mínimos.

La tasa del derecho ordinario sobre la extracción de petróleo, *DEP*, se reduce del 55.0 al 52.3%, lo que conlleva a una disminución en las contribuciones petroleras participables. La reducción de este derecho participable tiene efectos considerables sobre las participaciones a las entidades federativas, municipios y Distrito Federal.

La base del derecho extraordinario sobre la extracción de petróleo (*DEEP*) sigue siendo el derecho sobre la extracción de petróleo (*DEP*). La tasa se incremen-

ta del 20 al 25%. Al ser éste un derecho que no forma parte de la recaudación federal participable, el incremento conduce a un aumento en los recursos de la Federación para financiar el gasto del gobierno federal. De esta manera, con una disminución en la tasa del *DEP* y un aumento en la tasa del *DEEP* se produce un mecanismo que transforma recursos participables en no participables.

El *IEPS* se mantiene en el régimen fiscal vigente. Sin embargo, en 1994 se efectúa la transición de tasa fija a tasa variable (o mejor dicho, a múltiples tasas). Este impuesto proporciona certidumbre y estabilidad a una recaudación que depende de la diferencia entre precios administrados y precios del productor que fluctúan en el mercado. Esto trae consigo complicaciones en el cálculo del *IEPS* porque ahora la tasa depende del tipo de producto (28 productos), de la agencia de ventas de Petróleos Mexicanos (78 agencias) y de la variación mensual en los precios de los combustibles en los mercados *spot* de Houston, de California o de la costa del golfo de Estados Unidos.

El *ISRP* se mantiene y su objeto, base, tasa (34%) y deducciones autorizadas son similares a la del impuesto sobre la renta (*ISR*) que paga cualquier persona moral dentro del régimen general. Las leyes de ingresos para los ejercicios fiscales correspondientes a 1993 y 1994 eximen a Pemex del pago del *ISR*. Sin embargo, el *ISRP* lo suple en naturaleza.

4.4. ¿Genera el régimen fiscal actual costos significativos de transacción?

El *IEPS* es un gravamen para los consumidores retenido por Pemex, sobre el cual realiza anticipos diarios por este concepto. Las diferencias entre la declaración mensual y los anticipos que excedan el 3% pagan recargos, lo que representa una carga fiscal para Pemex y sus organismos subsidiarios que no les corresponde. Además, la contabilidad y el registro del *IEPS* generan costos administrativos adicionales a la paraestatal.

4.5. ¿Cuál es la racionalidad de instrumentar una tasa variable del *IEPS*?

La tasa del *IEPS*, τ_{IEPS} , actúa como un mecanismo de ajuste entre el precio de venta al público en México y el precio variable de los mercados *spot* de Houston, de California o de la costa del golfo de Estados Unidos a fin de considerar los costos de oportunidad en los mercados internacionales de combustibles.

4.6. ¿Tiene la reforma de 1994 efectos en las participaciones?

Los coeficientes de participación que premian a las entidades federativas y al Distrito Federal por el desempeño en la recaudación del *IEPS* por concepto de gasolinas, diesel y gas natural mostraron una reducción importante durante 1997 en las entidades federativas que llevaron a cabo programas de mejoramiento del aire, promoviendo el uso de combustibles más “limpios”; la gasolina nova y el combustóleo tienen mayor gravamen que las gasolinas magna y premium y el gas natural. El Distrito Federal, Morelos y el Estado de México llevaron a cabo importantes programas en el mejoramiento del aire y tuvieron una reducción significativa en el coeficiente de participación por concepto del *IEPS* asignable durante 1997, lo que a su vez deteriora las finanzas públicas de dichas entidades.

Por otro lado, el importe del *IEPS* recaudado sobre gasolinas afecta directamente a las entidades federativas adheridas al Sistema Nacional de Coordinación Fiscal: 8% a las entidades federativas y 2% a sus municipios.

4.7. ¿El funcionamiento de la red fiscal crea incentivos perversos?

El gobierno federal tiene como objetivo garantizar un ingreso mínimo. Para ello, el operador contribuye mediante derechos y aprovechamientos, y los consumidores pagan impuestos sobre el consumo de combustibles y petrolíferos. A este mecanismo se le conoce como la red fiscal, y es por ello por lo que al bajar el precio del petróleo, el gobierno federal obtiene menos por derechos y aprovechamientos, pero recauda más por el impuesto al consumo de combustibles y petrolíferos.

El derecho sobre hidrocarburos (*DSH*) se mantiene en el régimen fiscal vigente, excepto que el criterio para fijar la tasa actual (60.8%) es que la recaudación petrolera por derechos e impuestos coincida con la del ejercicio fiscal de 1993 (en términos proporcionales), a fin de asegurar una recaudación confiable y predecible. Así pues, todos los impuestos y derechos aplicables a Pemex y sus organismos subsidiarios son acreditables contra el *DSH*. Es decir, si $DSH > ISRP + DEP + DEEP + DAEP + IEPS$, entonces τ_{DEP} y τ_{DEEP} se incrementan hasta que el monto acreditable sea igual a la proporción del *DSH* en 1993. En este caso, si τ_{DEP} produce por lo menos la misma recaudación petrolera participable que en 1993, entonces solamente se incrementa τ_{DEEP} , en caso contrario τ_{DEP} se incrementa hasta producir la recaudación petrolera participable del año de referencia (1993). En caso de que se obtenga con la desigualdad con-

traría, se procede en forma similar. Lo anterior representa un mecanismo de compensación parcial en la reducción de la recaudación petrolera participable por una menor tasa del *DEP*. Cabe destacar que el aprovechamiento sobre rendimientos excedentes (*ARE*) está fuera de la red. Realmente, las tasas τ_{DEP} y τ_{DEEP} son tasas variables ya que la igualdad $DSH = ISRP + DEP + DEEP + DAEP + IEPS$, es improbable que ocurra (de hecho tiene probabilidad cero de ocurrir). Por lo tanto, el sistema fiscal aplicable a Pemex contiene tres tasas variables: τ_{DEP} , τ_{DEEP} y τ_{IEPS} . En esencia la red fiscal es un régimen basado en el ingreso bruto junto con las retenciones, independientemente de los costos de producción. Lo que manifiesta objetivos puramente recaudatorios.

4.8. *¿Es equitativo el nuevo gravamen, DAEP, de la reforma fiscal de 1994?*

En el sistema impositivo, que actualmente se aplica a Pemex, se incorpora un nuevo derecho, el derecho adicional sobre la extracción de petróleo, *DAEP*, cuya base es el monto resultante del *DEP* con una tasa del 1.1 por ciento. Esta contribución se asigna a los municipios en donde se lleva a cabo la actividad de exportación de petróleo crudo. Mientras que la recaudación petrolera participable se reduce con una menor tasa del *DEP*, el *DAEP* es otro mecanismo que compensa parcialmente la reducción en recaudación petrolera participable del *DEP*, premiando a aquellos municipios en donde se lleva a cabo la exportación de petróleo crudo. A saber, sólo Paraíso (Dos Bocas) en Tabasco, Coatzacoalcos (Pajaritos) en Veracruz y Cayo Arcas en Campeche son beneficiados con este derecho. La asignación del *DAEP* no toma en cuenta criterios de producción (o de generación de ingresos petroleros).

4.9. *¿Es neutral el régimen fiscal vigente?*

Un impuesto que tiene la cualidad de no modificar la decisión original del inversionista es llamado neutral. La neutralidad (estricta) se produce solamente bajo impuestos de suma fija (*lump sum*). Es usual comparar desviaciones de gravámenes con respecto de la neutralidad estricta o entre gravámenes y evaluar los efectos. Dada la urgencia de ingresos que tiene el gobierno federal, éste no comparte con el operador exclusivo el excedente del valor de las exportaciones de crudo cuando el precio observado es mayor al precio de referencia incluido en los criterios generales de política económica, lo que impide al operador tener un programa estratégico e integral de mediano plazo en sus inversiones, por lo que se privilegian en exceso los proyectos que generan inmediatamente ingresos susceptibles de ser gravados, como los de producción de

crudo en perjuicio de los de refinación, cuya tasa de retorno es de mediano plazo. Lo anterior modifica, sin duda, las decisiones de producción.

4.10. ¿Por qué una tasa del 60.8% para el DSH y no otra?

La tasa del 60.8% para el *DSH* corresponde a la recaudación total petrolera del ejercicio fiscal de 1993. El propósito de mantener la tasa es asegurar que durante la transición hacia el nuevo régimen la recaudación sea al menos la misma, en términos proporcionales, a la del ejercicio fiscal anterior. Sin embargo, a seis años de la implantación del régimen actual no se ha revisado.

4.11. ¿Es regresivo el sistema fiscal vigente con respecto a cambios en la renta?

Un sistema impositivo que recauda una mayor proporción de la renta cuando los precios del petróleo son bajos y/o los costos de producción son altos, se dice que es regresivo. A través del aprovechamiento sobre rendimientos excedentes (*ARE*), el sistema fiscal recauda una mayor proporción de la renta cuando los precios del petróleo son altos. Es decir, el *ARE* es un factor importante en la no-regresividad (progresividad) del esquema fiscal actual.

4.12. ¿Cómo se distribuye el riesgo de los precios internacionales del petróleo?

El impacto negativo en los ingresos de Pemex por las fluctuaciones en los petroprecios se magnifica cuando el sector enfrenta una rigidez en la meta tributaria del *DSH*. El sistema fiscal vigente no provee de un mecanismo para modificar el *DSH* cuando los ingresos petroleros quedan lejos de las metas preestablecidas, por lo que Pemex asume la mayor parte del riesgo del precio internacional del petróleo.

4.13. ¿Toma en cuenta el régimen fiscal vigente criterios de eficiencia económica y operativa?

Las “reglas de carácter general” que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público expide sobre la especificación de las regiones petroleras de explotación para calcular el *DEP* son irrelevantes. La demarcación en regiones Norte, Sur, Marina Noreste y Marina Sudoeste es demasiado general. Se requiere de una zonificación más localizada que tome en cuenta la eficiencia productiva de los campos de explotación existentes, el potencial exploratorio y de desarro-

llo de nuevos campos, el riesgo financiero y la velocidad de desarrollo de los proyectos, así como los costos unitarios de cada zona. Asimismo, las zonas deben considerar las características geográficas y la infraestructura existente. Algo más preocupante es que la fiscalización no se apoya en las características técnicas de la explotación de los yacimientos/campos. Si bien el régimen fiscal debe ser neutro en el sentido de no privilegiar o inhibir la producción de los derivados de los hidrocarburos, sí debe procurar promover la eficiencia en la operación.

4.14. *¿El régimen fiscal vigente controla el gasto o los costos del operador exclusivo?*

Al operador exclusivo se le controla el flujo de gasto pero no los costos, contrario a lo que sugiere la racionalidad económica, lo cual genera incentivos para el desperdicio de recursos.

4.15. *¿Distorsiona el régimen fiscal los patrones de consumo?*

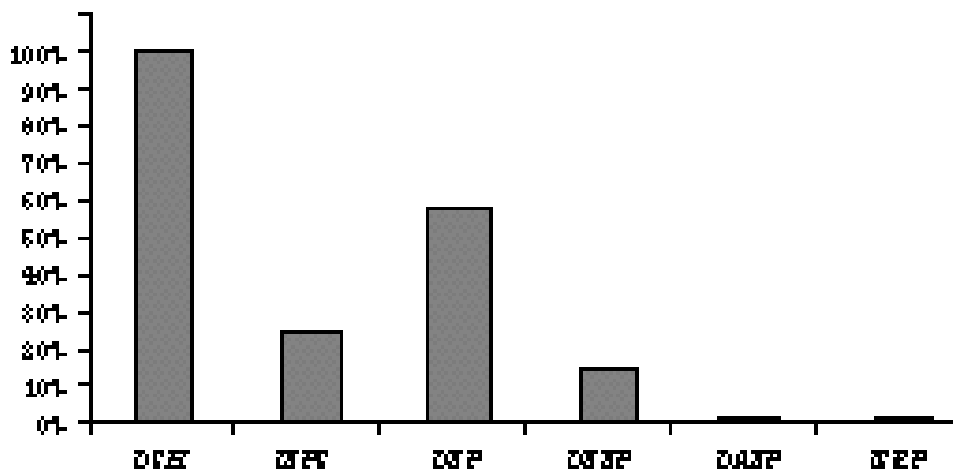
Por lo que se refiere al consumo de combustible, el régimen fiscal actual distorsiona los patrones de consumo en las distintas regiones del país. Hoy, sólo se diferencia a las fronteras del resto del territorio nacional. El precio es el mismo en todas las regiones, independientemente del costo de transporte y de la escasez relativa de dichos combustibles.

5. APLICACIÓN DEL RÉGIMEN FISCAL DE PEMEX EN 1997

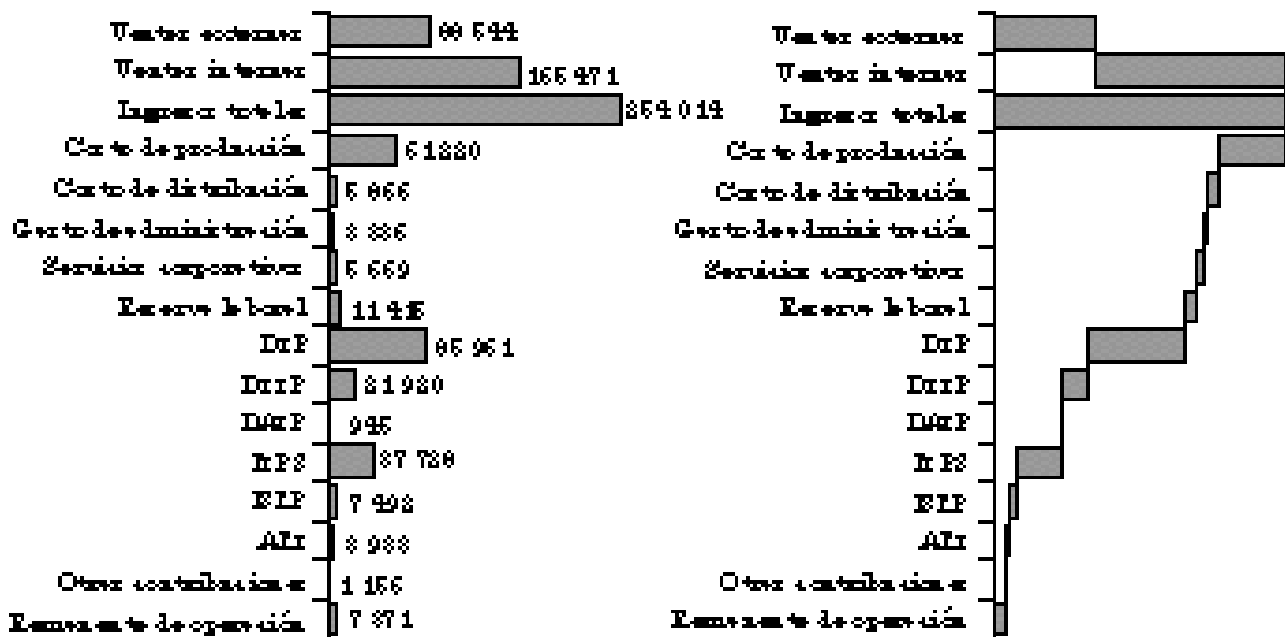
Para el desarrollo de este apartado se ha escogido el año 1997, fundamentalmente, por dos razones: no se presentaron repuntes importantes en los precios internacionales del petróleo y no se encontraba cerca de procesos electorales. En 1997, los conceptos de la red fiscal se distribuyeron como sigue: el *IEPS* constituye 14.85 centavos del monto total recaudado en el derecho sobre hidrocarburos, mientras que los derechos sobre la extracción (ordinario, extraordinario y adicional) aportan 44.96 centavos y el impuesto sobre rendimientos petroleros representa el resto, 1 centavo. Como era de esperarse el derecho (ordinario) sobre la extracción de petróleo es el instrumento recaudatorio más fuerte, el cual aporta 35.58 centavos. Al *DEP* le sigue en importancia el *IEPS* con 14.85 centavos. La gráfica 3 ilustra la composición de contribuciones en la red fiscal; en la 4 se detallan los montos de los ingresos, contribuciones, costos y gastos en el esquema fiscal aplicado en 1997; las gráficas 5 y 6 ilustran

cómo cada peso del ingreso de Pemex es distribuido en contribuciones, costos e inversión en un escenario con $P^*=15.50$ dl/b. La recaudación de 62.30 centavos incluye el *DSH*, el *ARE*, el derecho sobre trámite aduanero, el derecho de consumo de aguas nacionales, el derecho sobre descarga de aguas residuales y el impuesto sobre importaciones. Por último, las gráficas 7 a 13 presentan las cualidades de los derechos y aprovechamientos y sus efectos sobre la política fiscal del gobierno federal.

GRÁFICA 2
RED FISCAL, 1997

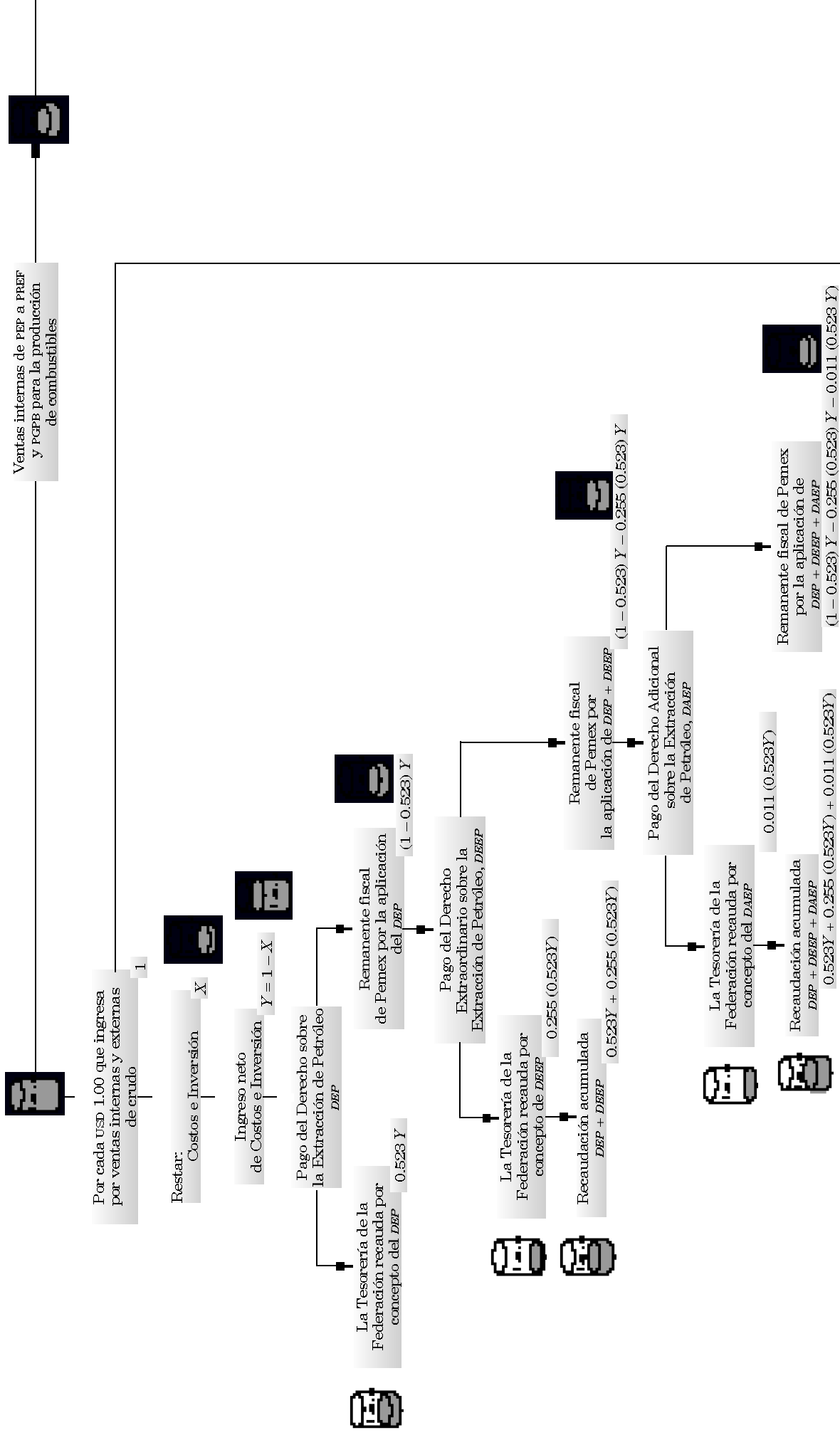


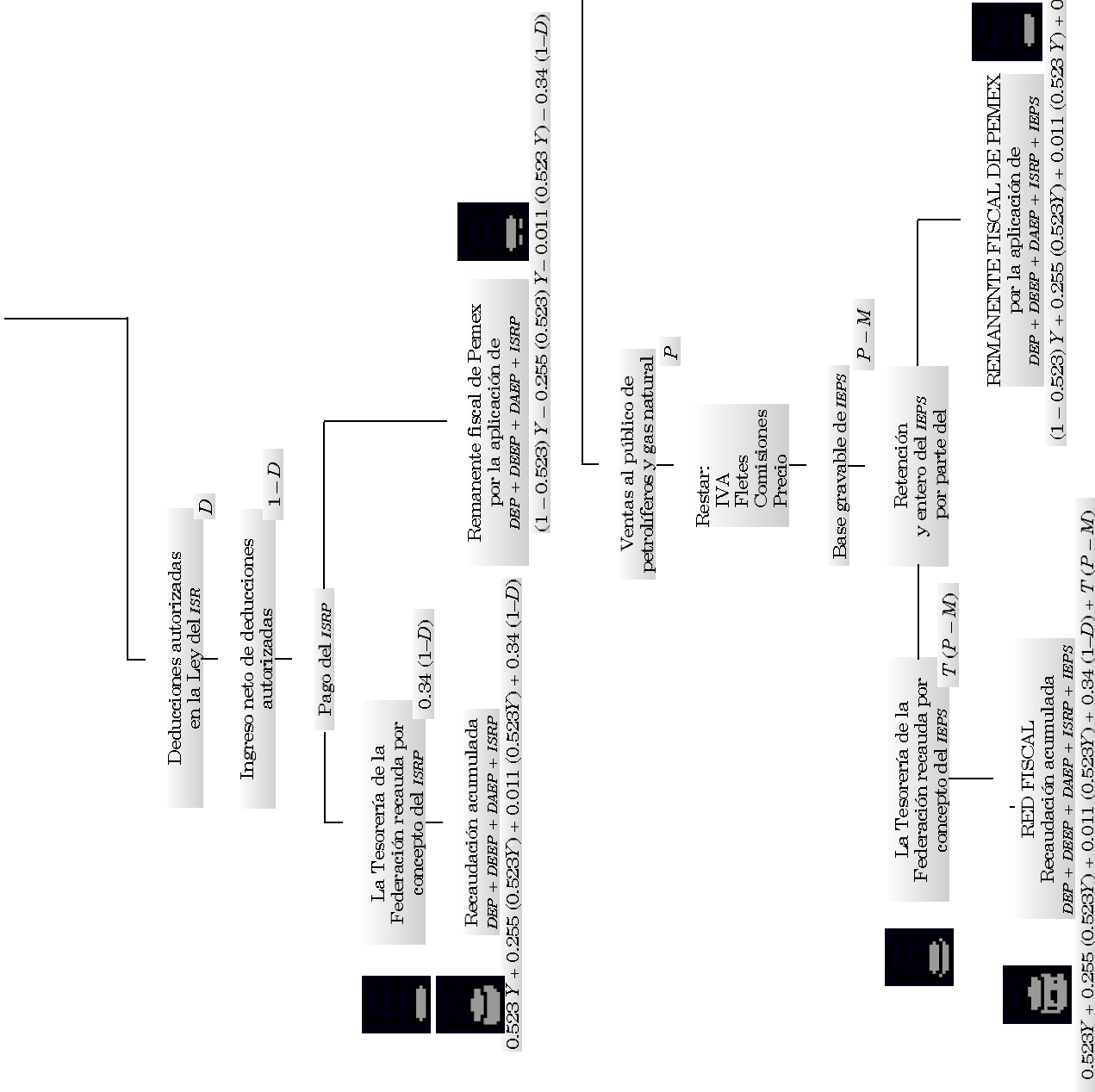
GRÁFICA 3
ESQUEMA FISCAL, 1997
(Millones de pesos)



GRÁFICA 4

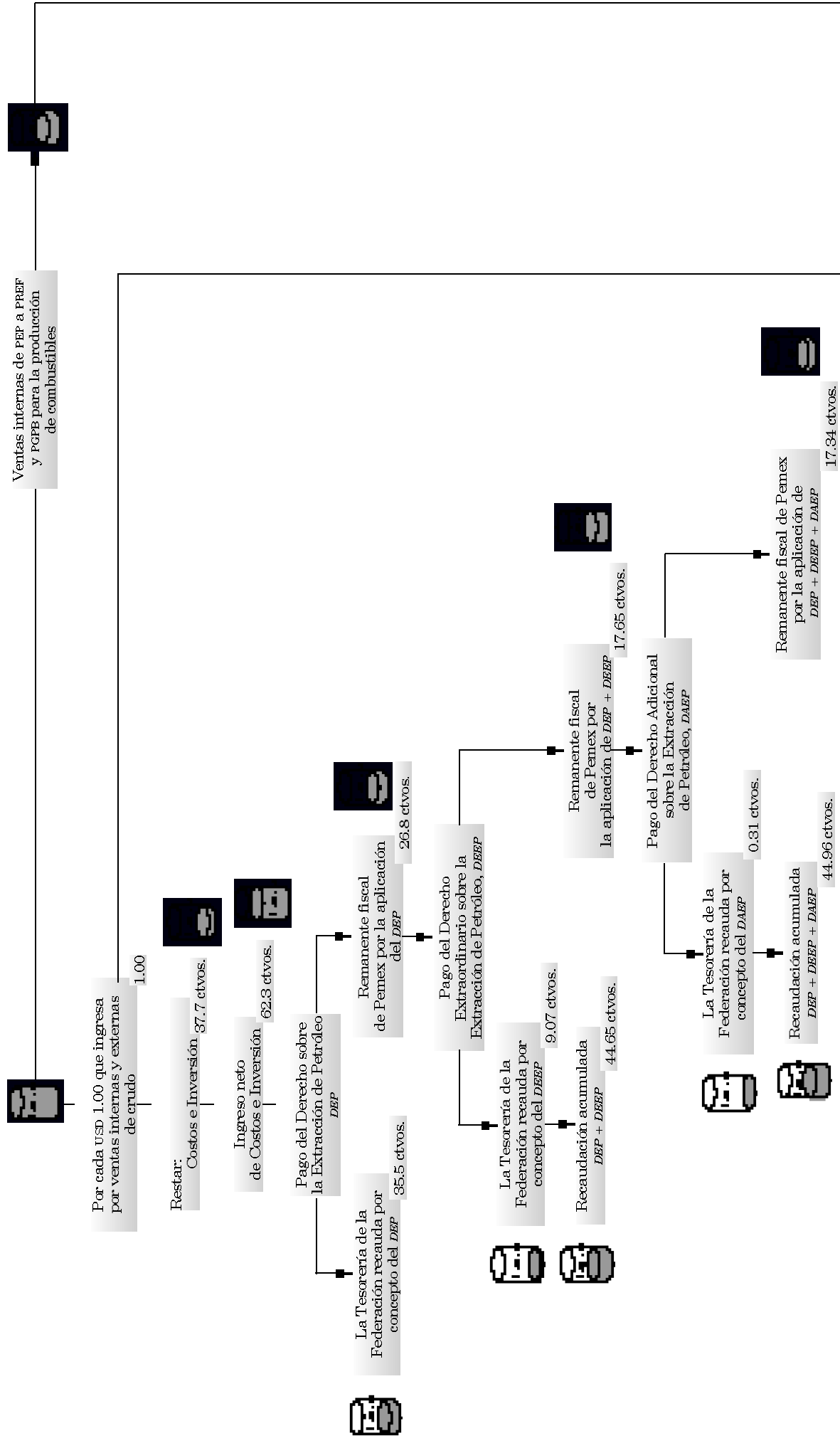
RÉGIMEN FISCAL DE PEMEX (MARCO ANALÍTICO)

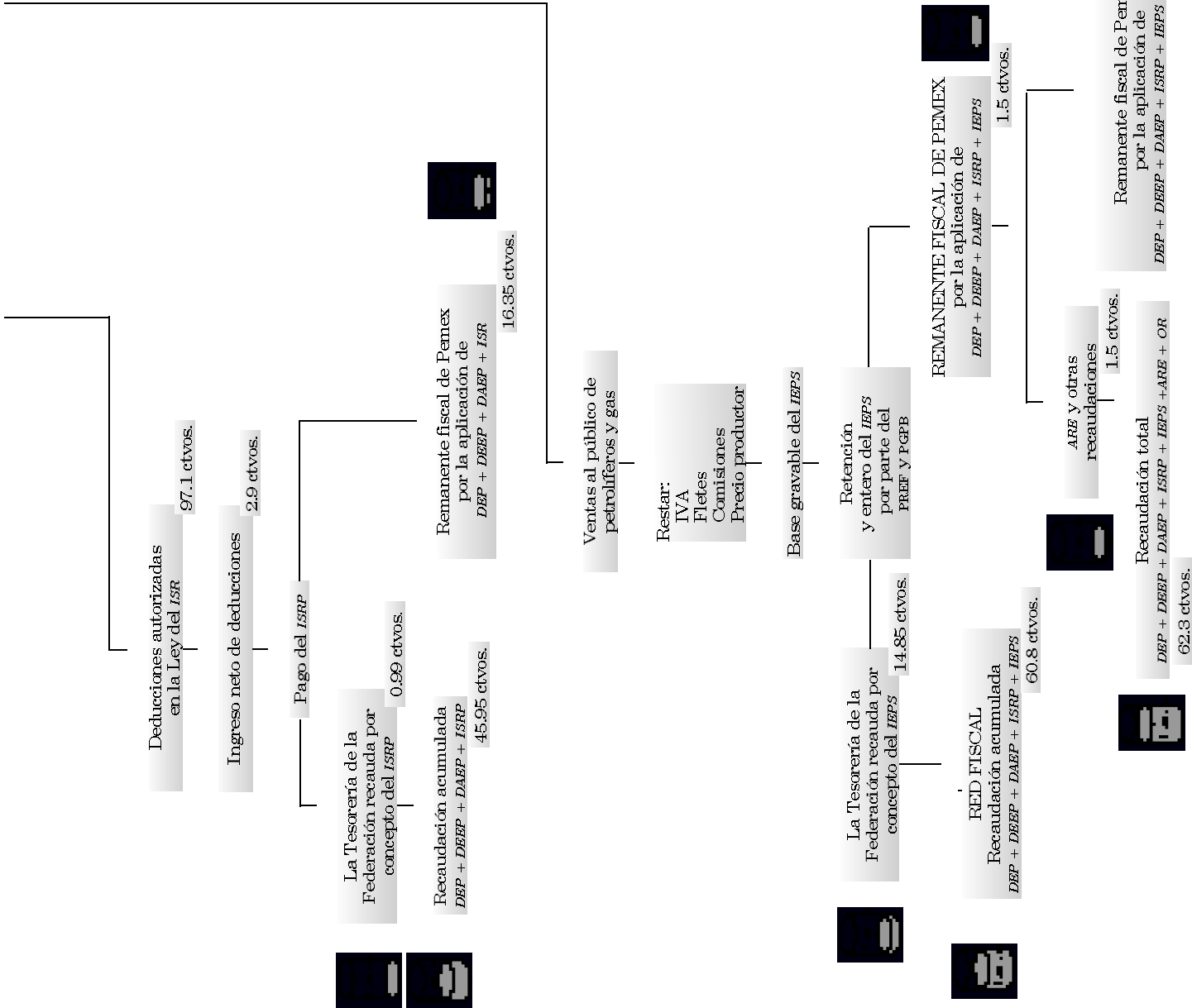




GRÁFICA 5

RÉGIMEN FISCAL DE PEMEX (EJEMPLO NUMÉRICO, 1997)





GRÁFICA 6
EVOLUCIÓN DEL *DEP*

DEP

- Sujeto: Pemex Exploración y Producción.
- Objeto: Recaudar la porción del ingreso neto de costos e inversión que se destina a la Recaudación Federal Participable.
- Base: Ingresos menos egresos, incluyendo la inversión.
- Tasa: 52.3%

Cualidades del derecho

- Variación de la recaudación: $\sigma / \mu = 0.35$
- Velocidad de recaudación: rápida.
- Acreditable: al Derecho sobre Hidrocarburos (*DSH*).

Efectos del derecho

- Afecta directamente la Recaudación Federal Participable.
 - No considera criterios de eficiencia operativa y económica de las regiones donde se recauda.
-

GRÁFICA 7
EVOLUCIÓN DEL *DEEP*

DEEP

- Sujeto: Pemex Exploración y Producción.
- Objeto: Recaudar en forma extraordinaria la porción del ingreso neto de costos e inversión para financiar el gasto del Gobierno Federal.
- Base: *DEP*.
- Tasa: 25.5%

Cualidades del derecho

- Variación de la recaudación: $\sigma / \mu = 0.34$
- Velocidad de recaudación: rápida.
- Acreditado: al Derecho sobre Hidrocarburos (*DSH*).

Efectos del derecho

- Afecta directamente a los recursos del Gobierno Federal para financiar su gasto.
 - No considera criterios de eficiencia productiva y económica de las regiones donde se recauda.
-

GRÁFICA 8
EVOLUCIÓN DEL *DAEP*

DAEP

- Sujeto: Pemex Exploración y Producción.
- Objeto: Recaudar en forma adicional la porción del ingreso neto de costos e inversión que se destina a los Municipios donde se lleva a cabo la exportación de crudo.
- Base: *DEP*.
- Tasa: 1.1%

Cualidades del derecho

- Variación de la recaudación: $\sigma / \mu = 0.32$
- Velocidad de recaudación: moderada.
- Acreditado: al Derecho Sobre Hidrocarburos (*DSH*).

Efectos del derecho

- Afecta directamente a los Municipios donde se lleva a cabo la exportación del crudo.
 - No considera criterios de eficiencia productiva y económica de las regiones donde se recauda.
-

GRÁFICA 9
EVOLUCIÓN DEL *ISRP*

ISRP

- Sujeto: Todos los Organismos Subsidiarios de Pemex.
- Objeto: Gravar el ingreso neto de cada Organismo Subsidiario de Pemex.
- Base: Ingreso menos deducciones autorizadas.
- Tasa: 34%

Deducciones autorizadas:

1) Devoluciones, descuentos y bonificaciones, 2) Costos e inversión, 3) Omisiones, 4) Créditos incobrables, 5) Investigación y desarrollo tecnológico, 6) Intereses, 7) Depreciación de las inversiones.

Cualidades del impuesto

- Variación de la recaudación: $\sigma / \mu = 0.29$
 - Velocidad de recaudación: lenta.
 - Acreditable: al Derecho Sobre Hidrocarburos (*DSH*).
 - Suple al Impuesto Sobre la Renta del régimen general.
-

GRÁFICA 10
EVOLUCIÓN DEL *IESP*

IESP

- Sujeto: Consumidores nacionales de petrolíferos y gas natural.
- Objeto: Gravar el valor residual entre el precio al público y comisiones, fletes, IVA y precio al productor.
- Base: Diferencial entre el precio al público y comisiones, fletes, IVA y precio al productor.
- Tasa: variable, según producto, agencia de ventas y precio *spot*.

Cualidades del impuesto

- Variación de la recaudación: $\sigma / \mu = 0.41$
- Velocidad de recaudación: moderada.
- Acreditable: al Derecho Sobre Hidrocarburos (*DSH*).

Efectos del impuesto

- Incorpora costos de oportunidad del mercado internacional de combustibles.
 - Es un mecanismo de ajuste entre precios nacionales e internacionales.
 - El importe del Impuesto recaudado sobre las gasolinas afecta directamente a las entidades federativas adheridas al sistema nacional de coordinación fiscal: 8.0% a las entidades federativas y 2.0% a sus municipios.
-

GRÁFICA 11
EVOLUCIÓN DEL *DSH*

DSH

- Sujeto: Pemex y sus organismos subsidiarios.
- Objeto: Asegurar un mínimo de recaudación en derechos e impuestos.
- Base: Total de ingresos por sus ventas a terceros incluyendo el *IEPS* y excluyendo el *IVA*.
- Tasa: 60.8%

Cualidades del derecho

- Variación de la recaudación: $\sigma / \mu = 0.28$
- Toma como referencia de recaudación los derechos e impuestos del ejercicio fiscal de 1993 en términos proporcionales a fin de asegurar una tributación estable y predecible en el mediano y largo plazo.
- La Red Fiscal persigue fundamentalmente objetivos recaudatorios.

Efectos del derecho

Dado que el *DSH* siempre es mayor que el *ISRP*, el cual es similar al *ISR*, muchos de los proyectos de inversión que son rentables en el régimen general dejan de serlo bajo la aplicación del *DSH*. Es decir, los proyectos tienen que ser altamente rentables para cubrir el costo de capital después de aplicar el *DSH*. En consecuencia, las decisiones de inversión, y por lo tanto las de producción, se modifican, por lo que el *DSH* no es neutral.

GRÁFICA 12
EVOLUCIÓN DEL ARE

ARE

- Sujeto: Pemex-Exploración y Producción.
- Objeto: Recaudar una porción del valor de las exportaciones a precios mayores que P^* .
- Base: El valor de las exportaciones.
- Tasa: 39.2%

Cualidades del aprovechamiento

- Variación de la recaudación: $\sigma / \mu = 1.39$
- Velocidad de recaudación: rápida.
- Adicional a la red fiscal.
- Diseñado para que junto con el DSH se recaude la totalidad del excedente.

Efectos del aprovechamiento

- Recauda junto con el DSH la totalidad del valor de las exportaciones a precios mayores que P^* .
 - No afectan los recursos que requiere el organismo para cubrir los programas aprobados en el ejercicio fiscal, ya que la presupuestación se lleva a cabo a precios P^* .
 - Afecta directamente a los recursos del Gobierno Federal para financiar su gasto.
-

6. HACIA UN NUEVO RÉGIMEN FISCAL

El Estado mexicano como propietario de los hidrocarburos y el operador exclusivo de explotarlos tienen el siguiente objetivo de interés nacional:

Maximizar el valor presente de los flujos futuros netos provenientes de la venta de hidrocarburos para destinarlos al desarrollo económico y social de la nación y, con ello, procurar mejores niveles de bienestar tanto en el presente como para las próximas generaciones de mexicanos.

Sin embargo, el régimen fiscal vigente que se aplica a la extracción de los hidrocarburos no es congruente con dicho objetivo, por lo que surge la necesidad de retomar la renta económica y encontrar un equilibrio entre los requerimientos para financiar el desarrollo nacional y los objetivos de una política de energía consistente con el suministro confiable de combustibles, electricidad y otras fuentes de energía al menor costo, así como de una industria internacionalmente competitiva y rentable.

6.1. Objetivos del nuevo régimen fiscal

La política petrolera tiene el reto de definir un nuevo régimen fiscal que encuentre un balance entre: a) maximizar el valor de la renta petrolera; b) maximizar la rentabilidad de la paraestatal; y c) asegurar un flujo estable de ingresos al gobierno federal proveniente de a) y b).

6.2. Medidas necesarias para implantar el nuevo régimen

Conforme a la estrategia para reestructurar el régimen fiscal vigente y revalorar la función de los activos públicos es necesario: a) definir con precisión la renta económica; b) simplificar el número y cálculo de las contribuciones a las que está sujeto el operador exclusivo del recurso; c) otorgar al operador exclusivo del recurso, una vez extraída la renta económica, un tratamiento fiscal similar al que tienen las empresas en el régimen general, y d) diseñar un régimen que permita una fiscalización eficiente tomando en cuenta la información relevante de pozos y campos.

6.3. Lineamientos para un nuevo régimen fiscal

Con el objeto de dar certidumbre económica y legal a la relación fiscal entre el operador y el Estado se propone:

a) Definir y delimitar las funciones y acciones que correspondan a cada una de las siguientes instancias:

- a.1) Diseñador y conductor de la política de energía, incluyendo la política petrolera;
 - a.2) Propietario del recurso;
 - a.3) Propietario de los activos del operador exclusivo;
 - a.4) Operador de la actividad;
 - a.5) Regulador y supervisor; y
 - a.6) Recaudador.
- b) Diseñar una reforma fiscal integral en la cual un componente de ésta sea el nuevo régimen fiscal aplicable al operador.
- c) Diferenciar la renta económica de acuerdo con la geología y calidad de los campos.
- d) Gravar el valor agregado de las actividades comerciales y de transformación, así como definir una política de dividendos que incentive una mayor eficiencia. Establecer los criterios que delimiten a las unidades económicas de explotación de tal manera que no puedan pasarse pérdidas o ganancias de un campo a otro, lo que elimina la posibilidad de una consolidación.
- e) Determinar el esquema de pagos de derechos (renta económica) por la explotación de los hidrocarburos con base en referencias internacionales de costos de exploración, desarrollo y extracción de campos con características similares.
- f) Considerar provisiones para la creación de dos fondos: uno para suavizar la curva de inversión y el otro para compensar la caída en los ingresos del gobierno federal por las disminuciones inesperadas de los precios internacionales del petróleo.
- g) Determinar, conjuntamente entre la SENER y la SHCP, la política de dividendos y la constitución del fondo de inversiones y del fondo de compensación, así como establecer las contribuciones que contemplará el nuevo régimen fiscal.

7. PROPUESTA DE UN NUEVO RÉGIMEN FISCAL

En México, a lo largo de las últimas décadas, el petróleo se ha convertido en un instrumento clave para el desarrollo social y económico nacional. La riqueza petrolera, cuya disponibilidad está sujeta a la geología y al tipo de tecnología adoptada, el Estado la transforma en otras fuentes de riqueza más durables como son la educación y la infraestructura social y productiva, las cuales contribuyen en forma importante al mejoramiento del bienestar de todos los mexicanos.

Por lo anterior, el gobierno federal, a través del Poder Ejecutivo, tiene el mandato de extraer la renta de un recurso perteneciente a todos los mexicanos. La recaudación de la renta tiene entonces que ser la máxima posible, de tal manera que se inhiba el desperdicio de recursos y se promueva la inversión estrictamente necesaria en proyectos de exploración, desarrollo y extracción de nuevos campos de producción, con los cuales se asegure la rentabilidad y la competitividad de la industria de hidrocarburos.

El cambio estructural en la industria petrolera en el ámbito internacional se refleja fundamentalmente en la fusión de las grandes corporaciones transnacionales y en las nuevas tecnologías. Los avances tecnológicos han aumentado la probabilidad de éxito en el proceso de localización de yacimientos y reducido el tiempo de desarrollo de nuevos campos. En consecuencia, el cambio tecnológico ha conducido a menores costos de producción.

Es claro que la renta petrolera está en función de otras variables como son la tecnología que se aplica a la explotación de yacimientos, las propiedades físicas de éstos, las distancias de los mercados relevantes y, desde luego, el precio internacional del petróleo. Por tal motivo, la política petrolera tiene que contemplar todos y cada uno de estos factores, y exigir al operador exclusivo optimizar las decisiones de qué, dónde, cómo y cuánto extraer ahora y cuánto en el futuro con base en el precio del crudo, los costos de operación, la física de los yacimientos, el volumen de reservas, el desarrollo de tecnologías de punta y el interés en las próximas generaciones de mexicanos.

Para maximizar la renta petrolera es necesaria la estricta regulación de los costos a los que opera Pemex. La supervisión y control del pago de los factores deberá ser tal que resulte el menor costo posible para la paraestatal. De la misma forma, es indispensable que la regulación de la actividad petrolera disponga de estudios con base en referencias internacionales de costos de exploración, desarrollo y explotación de campos con características similares. Vale la pena mencionar que un análisis más cuidadoso requiere de modelos de regulación y de agencia. El costo asociado con la regulación en caso de información asimétrica no permite llegar al “primer mejor” (véase, por ejemplo, Laffont y Tirole, 1993).

La fórmula que define explícitamente el cálculo de la renta petrolera, la cual está en función del precio del producto l al tiempo t en el mercado k , P_{tlk} , y de la zona i donde se produce el producto l , Z_{il} , es la siguiente:

$$RP(P_{tlk}, Z_{il}) = \sum_k P_{tlk} Q_{tlk}^y(s_t, n_t) - \sum_m (c_{tim}^e + c_{tim}^d + c_{tim}^x) Q_{tli}^p(s_t, n_t),$$

donde:

- P_{ilk} = Precio observado del recurso natural al tiempo t , según el tipo de producto l y mercado de que se trate;¹³
- $Q_{ilk}^y(s_t, n_t)$ = Cantidad vendida del producto l en el mercado k , al tiempo t ;
- p = Cantidad producida del producto l en la zona de explotación i , al tiempo t ;
- c_{tim}^e = Costo de exploración, considerando referencias internacionales, del campo o pozo m perteneciente a la zona i al tiempo t ;
- c_{tim}^d = Costo de desarrollo, considerando referencias internacionales, del campo o pozo m perteneciente a la zona i al tiempo t ;
- c_{tim}^x = Costo de extracción, considerando referencias internacionales, del campo o pozo m perteneciente a la zona i al tiempo t ;
- k = Mercado en el cual cotizan los crudos mexicanos: Rotterdam, Singapur y Nueva York;
- m = Pozo o campo que contribuyen a la producción del crudo del tipo l y que se encuentran en la zona i ;
- s_t = Acervo de capital al tiempo t ;
- n_t = Trabajo (horas/hombre) al tiempo t .

CUADRO 4
MERCADOS INTERNACIONALES DE CRUDO

	<i>Mercado</i>	<i>Crudo</i>
América	Nueva York	Olmeca, Istmo y Maya
Asia	Singapur	Istmo y Maya
Europa	Rotterdam	Istmo y Maya

Así, la renta petrolera será el valor presente del producto después de que todos los costos de exploración, desarrollo de nuevos pozos y producción de pozos ya existentes han sido deducidos. En la explotación de un recurso natural no renovable, como lo es el petróleo, el sistema fiscal tiene que extraer la mayor cantidad posible de la renta petrolera, por lo que es importante definir con precisión este concepto.

13 Con el objeto de eliminar de incentivos perversos, en cuanto al desperdicio y reducción en la producción, que pueda tener Pemex y sus organismos subsidiarios, cualquier merma por quema o derrame de petróleo crudo o gas natural será responsabilidad total de PEP y se considerarán como ventas de exportación, estando sujetas a las mismas disposiciones en lo referente a la fijación del precio relevante.

A continuación se describen el régimen fiscal propuesto y las contribuciones que lo integran.

7.1. Derecho único sobre la renta petrolera (*DUSRP*)

El objetivo de este derecho es recaudar la renta petrolera de cada uno de los campos y pozos con base en las características físicas de los mismos. Esta renta petrolera es el valor presente del producto después de que todos los costos mínimos para hacer sostenible la exploración, el desarrollo de nuevos campos y la producción en campos existentes han sido deducidos. Se mantiene como una condición de viabilidad que la renta resultante debe exceder el rendimiento del uso de los factores en la siguiente mejor alternativa.

El organismo subsidiario Pemex-Exploración y Producción (PEP) está sujeto al derecho único sobre la renta petrolera (*DUSRP*). El derecho representa un gravamen sobre la producción, y se declarará y enterará por cada uno de los campos y pozos de petróleo crudo y gas natural existentes en el territorio nacional que sean actualmente explotados; de esta forma se consideran las diferencias existentes entre los costos unitarios según la física que presente cada uno de ellos. El derecho se calcula como sigue:

$$DUSRP_{ijkl} = \tau_{DUSRP,ijkl} RP(P_{ilk}, Z_{il}), \quad (10)$$

donde:

- $k =$ Mercado al que se destina la producción;
- $i =$ Campo y/o pozo que determinan una zona de explotación;
- $j =$ Intervalo que contiene el precio observado de cada uno de los productos al tiempo t ;
- $l =$ Crudo tipo Maya, Crudo tipo Istmo, Crudo tipo Olmeca y Gas Natural;
- $RP(P_{ilk}, Z_{il}) =$ Renta Petrolera en función del precio observado del producto en un mercado específico al tiempo t y del área de explotación seleccionada;
- $P_{ilk} =$ Precio observado del recurso natural al tiempo t según el mercado;¹⁴

14 El precio que se tomará como referencia para el cálculo de la renta petrolera en el caso del petróleo crudo será el precio promedio ponderado mensual de cada uno de los tipos de crudos mexicanos de exportación del periodo correspondiente, se trate de ventas en el mercado internacional o sea para consumo doméstico. En cuanto al precio del gas natural, será el precio del mercado internacional.

$Z_{il} =$ Zona de explotación de petróleo crudo y gas natural. La zona i comprenderá un pozo o campo que contribuye a la producción del tipo l , atendiendo a las referencias internacionales de costos de exploración, desarrollo y explotación de pozos o campos similares.

Debido a que la producción de cada tipo de petróleo crudo no se logra en el momento mismo de la extracción, las zonas que se analicen tendrán que considerar el grupo de pozos o campos que conjuntamente produzcan un determinado tipo de crudo (Olmeca, Istmo o Maya). En otras palabras, el producto final destinado al mercado de exportación se obtiene después de realizar un determinado proceso de mezclas entre varios productos extraídos de dos o más pozos diferentes, con lo que se logra producir un crudo con un número específico de grados API y con un nivel requerido de azufre.

Para cada uno de los intervalos j mencionados se determinará una y sólo una τ_{DUSRP} , lo cual tiene como objetivo extraer la recaudación máxima posible para cada producto. Se propone, entonces, que para cada nivel de precios exista una tasa diferente, es decir, a un mayor P_{tlk} observado corresponderá una mayor τ_{DUSRP} . Los intervalos y las tasas estarán definidos de la siguiente forma:

En $0 < P_{tlk} \leq X_{1l}$ se aplica la tasa $\tau_{DUSRP, i1l}$,
 en $X_{1l} < P_{tlk} \leq X_{2l}$ se aplica la tasa $\tau_{DUSRP, i2l}$,
 en $X_{2l} < P_{tlk} \leq X_{3l}$ se aplica la tasa $\tau_{DUSRP, i3l}$,

donde X_{1l} , X_{2l} , X_{3l} = Niveles de precios de cada uno de los productos que determinan los límites superior e inferior de cada uno de los intervalos.¹⁵

La tasa $\tau_{DUSRP, ij}$ sustituye a la suma de las tasas de los derechos existentes en el régimen fiscal vigente ($\tau_{DEP} + \tau_{DEEP}\tau_{DEP} + \tau_{DAEP}\tau_{DEP}$), sin ser necesariamente iguales. Esta tasa dependerá del campo o pozo seleccionado, del intervalo en el que se encuentre el precio observado y del producto de referencia. De esta manera, la renta petrolera será variable frente a los precios internacionales de los diferentes productos,¹⁶ así como a las características físicas del yacimiento.

15 Los intervalos, así como cada uno de los diferentes niveles de precios serán definidos por la SHCP mediante disposiciones y reglas de carácter general. En la determinación de intervalos, el precio de un mismo crudo en diferentes mercados podría conducir a distintos intervalos y, por lo tanto, a diferentes tasas.

16 Aun cuando la renta petrolera depende del precio observado, se determinará un precio de referencia, P^* , para fines de política presupuestaria, sin que este precio sirva para extraer rendimientos excedentes de la paraestatal como lo hace el régimen fiscal vigente.

La estricta supervisión de los trabajos petroleros adquiere un papel primordial para lograr la máxima recaudación posible. Cada pozo mal explotado, cada yacimiento manejado ineficientemente, representa una pérdida irrecuperable en el valor presente del recurso. Hacer más eficiente la operación de la parastatal es una tarea que debe considerarse, entre otras cosas, que el crecimiento del sector se basa en la adquisición y manejo especializado de la tecnología adecuada, en el ahorro de energía y en la incorporación de una administración profesional.

En el régimen fiscal vigente, las tasas correspondientes a los tres diferentes derechos (ordinario, extraordinario y adicional) fueron ajustadas en el año de 1993, sin cambio alguno desde entonces, y tienen como objetivo el obtener proporcionalmente los mismos ingresos del ejercicio fiscal anterior cuando el precio promedio por barril era de 13.00 dólares. El escenario actual de precios presenta una situación muy diferente a la de aquel año, la volatilidad de los precios del crudo y el deterioro de los términos de intercambio, debido al cambio estructural que sufre la industria en el ámbito internacional, no han sido compatibles con dichas tasas. Es por eso por lo que se propone que la tasa del *DUSR*P tenga revisiones periódicas a fin de ser congruente con los precios del mercado internacional.

Este nuevo y único derecho supone, en cierto sentido, la consolidación del derecho sobre la extracción de petróleo (*DEP*), del derecho extraordinario sobre la extracción de petróleo (*DEEP*) y el derecho adicional sobre la extracción de petróleo (*DAEP*) que se encuentran en el actual régimen fiscal de Pemex, los cuales tienen destinos específicos: el *DEP* forma parte de la recaudación federal participable, los ingresos que aporta el *DEEP* ingresan a la Tesorería de la Federación para financiar el gasto del gobierno federal y, finalmente, el monto recaudado por el *DAEP* se destina a los municipios en donde se lleva a cabo la exportación de petróleo crudo.¹⁷

El organismo subsidiario PEP enterará diario y semanalmente anticipos a cuenta de este nuevo y único derecho, cuyos montos serán especificados en la Ley de Ingresos del ejercicio fiscal correspondiente. El derecho único se calculará

17 En cuanto al uso y destino de los recursos que reciba la Tesorería de la Federación por la aplicación del *DUSR*P, hay que mencionar que la SHCP, en el uso de sus facultades y atribuciones, determinará, mediante disposiciones y reglas de carácter general en la Ley de Coordinación Fiscal, la mejor distribución de tales recursos en cuanto a las participaciones de las entidades federativas y, en particular, de aquellas en donde se realiza la exportación del crudo, así como de los recursos necesarios para financiar el gasto del gobierno federal.

y enterará mensualmente mediante la presentación de declaraciones ante la Tesorería de la Federación, cuyos plazos serán especificados por las disposiciones que para su efecto establezca la Ley de Ingresos. El PEP también calculará y enterará mediante declaración anual el monto del derecho único sobre la renta petrolera (*DUSRP*) que resulte del ejercicio fiscal correspondiente, a más tardar el último día hábil del mes de marzo del año inmediato posterior al del ejercicio fiscal. Finalmente, los lineamientos acerca de las diferencias que resulten con posterioridad a la presentación de las declaraciones se mantendrán conforme a lo establecido en la fracción primera del artículo cuarto de la Ley de Ingresos para el ejercicio fiscal de 1998.

7.2. Fondos de inversión y de compensaciones

Se propone la creación de dos fondos: uno para fomentar el crecimiento del sector, apoyándose en la generación de programas de inversión y otro para estabilizar la recaudación petrolera, en especial, ante las contingencias externas que afecten los ingresos provenientes de la venta de hidrocarburos. Estos fondos serán provistos de recursos provenientes del residual del pago del *DUSRP*:

$$H = \sum_i \sum_j \sum_l \sum_k (1 - \tau_{DUSRP,ij}) RP(P_{tlk}, Z_{il}) \quad (11)$$

Los anticipos para la creación de estos dos fondos, por parte del organismo subsidiario PEP, se llevarán a cabo en forma similar a lo establecido para el *DUSRP*.

7.2.1. Fondo de inversión

Este Fondo de Inversión será empleado para suavizar la curva de inversión del operador exclusivo, con lo que se pretende generar programas estratégicos e integrales de inversión, apoyando a aquellos proyectos que tengan mayor valor presente neto. En este sentido, la industria petrolera requiere, entre otros factores, inversiones de largo plazo y el uso de tecnologías de punta. Los recursos con los cuales se formará dicho fondo serán una fracción α_I , del residual del pago del *DUSRP*, de tal manera que:

$$F_I = \alpha_I H \quad (12)$$

La Secretaría de Energía y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público tendrán a su cargo la elaboración de las disposiciones y reglas de carácter

general que sean necesarias para tal efecto en el ámbito de su competencia. Sin embargo, la creación del fondo así como la administración de los recursos que lo constituyan estarán a cargo directamente de Pemex, de la misma forma que lo hace cualquier empresa en el régimen general. No obstante, habrá una estricta regulación y supervisión por parte de la Secretaría de Energía de los planes y proyectos de inversión que el operador exclusivo pretenda realizar; para lo cual se deberán presentar estudios detallados acerca de sus costos, la rentabilidad, la protección ambiental, etcétera.

7.2.2. Fondo de compensación

Se constituirá un segundo fondo, denominado Fondo de Compensación. Su objetivo primordial será crear una reserva de contingencia, la cual logre mantener constantes los ingresos petroleros que obtiene el gobierno federal, debido principalmente a las disminuciones inesperadas de los precios internacionales del petróleo, disminuciones definidas con base en un intervalo preestablecido por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público. La constitución de este fondo se hará empleando una fracción α_C de los recursos que se obtengan del residual del pago del *DUSR*P:

$$F_C = \alpha_C H \quad (13)$$

Esta fracción, al igual que la destinada al Fondo de Inversión, se fijará conjuntamente por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y la Secretaría de Energía, de tal manera que las proporciones acordadas cumplan con las siguientes identidades:

$$1 = \alpha_C + \alpha_C$$

o equivalentemente

$$1 = \tau_{DUSR,ijl} + (1 - \tau_{DUSR,ijl})\alpha_C + \alpha_C (1 - \tau_{DUSR,ijl}) \quad (14)$$

Por último, la administración de los recursos que conformen el Fondo de Compensación estará a cargo de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público; además de ser la encargada de emitir todas las disposiciones legales para su creación.

7.3. Impuesto sobre la renta (ISR)

El ISR es el impuesto sobre la renta que paga cualquier persona moral en el régimen general; básicamente se trata de un impuesto a la producción y está dado por:

$$ISR = \tau_{ISR} \max(Y_i - D_i, 0) \quad (15)$$

donde $\tau_{ISR} = 0.34$; Y_i = Totalidad de los ingresos del ejercicio; D_i = Deducciones autorizadas;¹⁸ i = Pemex-Exploración y Producción; Pemex-Gas y Petroquímica Básica; Pemex-Refinación y Pemex-Petroquímica.

Este impuesto directo, aplicado sobre el rendimiento neto del ejercicio (determinado de acuerdo con la Ley y el Reglamento del ISR), será pagado por cada uno de los organismos subsidiarios de Pemex. El cálculo por separado de este impuesto, sin consolidar los resultados financieros de cada una de las subsidiarias, representa una diferencia importante con respecto a la forma en que el ISR actúa en el régimen general. La razón es evitar la transferencia de pérdidas o ganancias de un organismo a otro, logrando con ello una mayor delimitación de cada unidad económica.

En el caso particular de PEP, es importante destacar que para la aplicación de este gravamen se tendrá que especificar el conjunto de deducciones autorizadas que podrán ser empleadas, con el objeto de detectar con precisión aquellas actividades generadoras de valor agregado y evitar gravar en exceso a dicho organismo subsidiario.

Se efectuarán dos anticipos a cuenta del impuesto a más tardar el último día hábil de los meses de agosto y noviembre del ejercicio fiscal correspondiente. Dichos anticipos efectuados durante el año se acreditarán contra el monto del impuesto del ejercicio, mediante una declaración anual, misma que deberá presentarse a más tardar el último día hábil del mes de marzo del año inmediato posterior al del ejercicio fiscal.

Es importante mencionar que la aplicación de este impuesto requerirá, exclusivamente para el caso de Pemex, asegurar que los precios de transferencia se determinen de acuerdo con las referencias internacionales ajustadas por costos de transporte y calidad, a las que se sujetará a los organismos subsidiarios para promover la eficiencia en su operación y evitar subsidios cruzados.

¹⁸ Las deducciones autorizadas para el ISR se encuentran en la ley del ISR, capítulo II, y en su reglamento, capítulo II.

7.4. Impuesto al activo (IMPAC)

Pemex y sus organismos subsidiarios estarán sujetos al impuesto al activo, por el activo que tengan, cualquiera que sea su ubicación. Este impuesto sobre la producción se aplicará por ejercicios fiscales gravando el valor de su activo en el ejercicio a la tasa del 1.8 por ciento. El valor del activo se calculará sumando los promedios de los activos previstos en la Ley del IMPAC y conforme a los procedimientos establecidos en el artículo 2o. de dicha ley. Esto es,

$$IMPAC = \tau_{IMPAC} (A_{fin} + A_{fij} + T + I) \quad (16)$$

donde

$$\tau_{IMPAC} = 0.018,$$

A_{fin} = Activos financieros,

A_{fij} = Activos fijos,

T = Terrenos,

I = Inventarios.

Pemex, como cualquier persona moral que contribuye con el impuesto al activo, deberá presentar ante la Tesorería de la Federación, conjuntamente con la declaración del impuesto sobre la renta, una declaración del impuesto del ejercicio dentro de los tres meses siguientes a la fecha en que éste termine. Los organismos subsidiarios efectuarán pagos provisionales mensuales a cuenta del impuesto del ejercicio.

7.5. Impuesto especial sobre petrolíferos y gas natural (IEPG)

El IEPG será un impuesto indirecto de monto fijo por unidad de volumen que variará según el producto de que se trate: gasolinas (magna, premium y gas-avión), diesel (de alto y bajo azufre para uso automotriz e industrial) y gas natural (para combustión automotriz). Esta contribución fiscal, en su calidad de impuesto al consumo, seguirá siendo cubierta por todos aquellos consumidores de combustibles.¹⁹ Con el fin de que exista mayor certidumbre en la recaudación de este impuesto, la forma en que se aplicaría el IEPG de monto fijo es como sigue:

$$P_2 = P_1 + G + L + F + A + IVA + IEPG \quad \text{y} \quad \bar{P} = P_1 + G + L + F + A + IVA \quad (17)$$

¹⁹ Para una justificación teórica y una evaluación de los resultados prácticos de la aplicación de este impuesto, véase Kemp (1987) y Clunies y Ross (1983).

Por lo tanto,
$$P_2 = \bar{P} + IEPG,$$

donde P_2 = Precio al público; G = Ajuste por calidad; L = Costo de logística (promedio nacional); P_1 = Precio productor; F = Fletes (el monto lo determinará el mercado); A = Comisiones (el monto lo fijará Pemex).

Así, el cálculo del *IEPG* será exógeno a los precios al público. Sin embargo, se considera que este último precio sea variable para que se refleje fielmente el valor de \bar{P} , además de que esto obliga a realizar revisiones periódicas. La Secretaría de Hacienda y Crédito Público será la encargada de realizar el cálculo aritmético y, además, queda facultada para variar el monto del impuesto cuando existan modificaciones de los ingresos de Petróleos Mexicanos que así lo ameriten.

Por otra parte, la mayor certidumbre alcanzada por la aplicación del *IEPG* significaría la eliminación de la red fiscal, lo cual se traduce en un menor número de obligaciones fiscales, con lo que se reducen los costos administrativos del operador y los costos de fiscalización por parte de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Las subsidiarias Pemex-Refinación (PREF) y Pemex-Gas y Petroquímica Básica (PGPB) serán las encargadas, como sucedía con el *IEPS*, de retener este impuesto de los consumidores de petrolíferos y gas natural, al declararlo ante la Tesorería de la Federación. En cuanto al monto y a los plazos de los anticipos a cuenta del *IEPG*, éstos serán establecidos por la Ley de Ingresos de la Federación del ejercicio fiscal correspondiente. Finalmente, Pemex y los organismos en cuestión podrán deducir los costos de transacción por la contabilidad y el registro de dichos gravámenes en su declaración anual.

7.6. *Modificaciones al marco legal*

La presente propuesta contempla la necesidad de reformar, modificar o derogar varios ordenamientos legales vigentes, con el fin de dar certidumbre legal a la relación fiscal entre el responsable de la operación del sector y el Estado, así como al propietario del recurso:

- 1) Ley del *IEPS*: se derogarían todos los artículos y fracciones referentes al impuesto sobre la enajenación de gasolinas, diesel y gas natural. En especial los artículos: 2o.-fracción I, incisos I, J y K; 2o.-A; 2o.-B; 2o.-C; 3o.-fracciones VI y XVI; 4o.-A; 4o.-B; 4o.-C; 7o.-párrafo segundo; 19.-fracción II; 21; 26 y 28.-fracción II.
- 2) Reglamento del *IEPS*: se derogarían los artículos y fracciones que en su texto se mencione al *IEPS* sobre la enajenación de gasolinas, diesel y gas natural.

CUADRO 5

ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE EL IEPS Y EL IEPG

IEPS	IEPG
<ul style="list-style-type: none"> • Es eficiente para la recaudación. • Junto con la red fiscal actúa para estabilizar la recaudación. Si los precios del petróleo caen, la red recauda menos por derechos pero más por IEPS. 	<p data-bbox="409 952 443 1347"><i>Ventajas de su aplicación</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Es simple de calcular y aplicar. • Es eficiente en la recaudación de impuestos sobre el consumo de los bienes producidos dentro del país. • Elimina precios administrados. • No genera distorsiones en los patrones de consumo para las diferentes regiones del país. • Junto con la estructura propuesta contempla criterios de eficiencia económica y operativa de diferentes regiones del país. • Da certidumbre a la recaudación y evita la creación de una red fiscal.
<ul style="list-style-type: none"> • Es complicado en su cálculo e implantación (78 agencias \times 28 productos = 2 184 tasas diferentes). • No contempla criterios de eficiencia económica y operativa de las diferentes regiones del país. • Genera distorsiones en el patrón de consumo en las distintas regiones del país, ya que el precio es el mismo en todas las regiones. • No manda señales al mercado sobre la escasez relativa del bien. 	<p data-bbox="960 813 994 1490"><i>Desventajas y limitaciones de su aplicación</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Al eliminar la red, el erario ve sus ingresos reducidos cuando caen los precios de las materias primas: crudo y gas natural.

- 3) Ley del *ISR*: se modificarían el artículo 15 del título II, capítulo I en lo concerniente al cálculo no consolidado que de los ingresos realizará Pemex; título II, capítulo II, sección I, el artículo 22 en lo referente a la especificación de las deducciones autorizadas, en particular aquellas autorizadas a PEP; título II, capítulo II, sección III, los artículos 41, 44, 45 y 46, en especial la parte de depreciación y deducciones por inversión. En todos los casos será necesario incorporar las modificaciones pertinentes para precisar el cálculo del ingreso que genere la paraestatal.
- 4) Ley del *IMPAC*: se harían las adecuaciones pertinentes para incluir al operador exclusivo dentro de la Ley y el Reglamento del Impuesto al Activo. La personalidad jurídica que tendría Pemex y sus organismos subsidiarios sería como cualquier persona moral, estando bajo las mismas obligaciones y disposiciones generales. No obstante, se tendrían que realizar modificaciones acerca de la clasificación y los procedimientos para determinar el valor de los activos, el mecanismo de acreditamiento debido a las características propias del sector, así como determinar las deducciones que podría gozar la paraestatal.
- 5) Ley de Coordinación Fiscal: se tendría que modificar el artículo 2o. del primer capítulo, referente a la definición de la recaudación federal participable a fin de incorporar el *DUSR*P en sustitución del *DEP* del régimen actual; de igual forma habría que actualizar el artículo 2o.-A, fracción II en lo relativo a las participaciones municipales de los derechos en el régimen fiscal vigente, y artículo 3o. acerca del cálculo del coeficiente de participación de cada entidad federativa por el desempeño en la recaudación del *IEPG*.
- 6) Ley de Ingresos: se reformarían el artículo 4o., fracciones I, II y III como respuesta a la sustitución del *DEP*, *DEEP* y *DAEP* por el del derecho único sobre la renta petrolera; se modificaría la fracción IV del mencionado artículo, sustituyendo el impuesto sobre rendimientos petroleros por el impuesto sobre la renta aplicado en el régimen general; de la misma forma se modificaría sustancialmente la fracción VI que trata del *IEPS* para incorporar el nuevo impuesto de monto fijo sobre la enajenación de hidrocarburos, *IEPG*. Asimismo, se tendría que crear una fracción dedicada especialmente a la descripción de las características del impuesto al activo que asumiría el operador exclusivo. Por otra parte se derogarían las fracciones V y XI dedicada a la especificación del *DSH* y del *ARE*.

Asimismo, se prevé la creación de una ley y un reglamento que establezcan los ordenamientos y procedimientos legales que determinen la forma en la

que el impuesto especial sobre petrolíferos y gas natural debe ejercerse dentro del régimen fiscal de Pemex. También, se requerirá de la elaboración de estatutos, reglamentos y programas que indiquen la manera en que se integrarán, distribuirán, administrarán, ejercerán y supervisarán el Fondo de Inversión y el Fondo de Compensación de Pemex propuestos en este documento. La propuesta de régimen fiscal para Pemex tiene que ser parte del proyecto de reforma fiscal integral, de otra forma su aplicación aislada desequilibraría los ingresos del gobierno federal, y por ende, la estabilidad de los grandes agregados en la economía nacional.

8. MODELO DE MAXIMIZACIÓN DE LA RENTA PETROLERA: POLÍTICA DE COMBUSTIBLES

En esta sección se desarrolla un modelo de maximización de renta petrolera, de corto plazo, para estimar el beneficio de la empresa bajo el esquema fiscal propuesto a fin de compararlo con el beneficio que se genera en el régimen actual, antes y después de derechos e impuestos. La industria petrolera consiste de una sola empresa (Pemex) y produce dos bienes, un bien de consumo doméstico y otro de exportación.²⁰ Este sector utiliza como insumos: capital físico, trabajo y un bien intermedio de importación (equipo especializado).

Supongamos que la empresa produce un bien de uso doméstico, y_t , y otro para exportación, x_t . Ambos son producidos con una función de transformación $G(x_t, y_t)$ con elasticidad de sustitución finita. Los tres factores que se utilizan para producir ambos bienes son: capital físico k_t , trabajo n_t y bienes intermedios de importación m_t . Dichos insumos se combinan en una función de producción $F(H(k_t, n_t), m_t)$ que separa los insumos domésticos de los del resto del mundo. Asimismo, se supone que la empresa tiene una tecnología de producción dada por:

$$G(x_t, y_t) = F(H(k_t, n_t), m_t). \quad (18)$$

Supongamos que la curva de demanda del bien de consumo doméstico, y_t^d , que enfrenta el monopolio Pemex, está dada por:

$$y_t^d = p_y^{-n} \quad (19)$$

²⁰ En este caso, el bien de consumo doméstico es un agregado de petróleo crudo, gas natural, gas licuado de petróleo, combustibles y petroquímicos básicos y sus derivados, y el de exportación es un agregado de petróleo crudo y gas natural.

donde p_y es el precio del bien de consumo doméstico y η es la elasticidad de la demanda. Aquí, el precio del crudo, p_x , es tomado como dado. De hecho, p_x es tomado como un promedio ponderado por volumen exportado en el mercado internacional.

8.1. Problema de decisión de Pemex

En el corto plazo el acervo de capital se mantiene constante, digamos $k_t = \bar{k}$. El problema de la empresa es elegir x_t , n_t , m_t y p_y de tal manera que se maximice la renta petrolera:

$$\Pi = p_y y_t + p_x x_t - w n_t - p_m m_t - r k_t, \quad (20)$$

$$\text{sujeto a las restricciones: } \begin{cases} G(x_t, y_t) = F(H(k_t, n_t), m_t), \\ y_t^d = p_y^{-\eta}, \\ k_t = \bar{k}. \end{cases} \quad (21)$$

Resulta más fácil resolver el problema de decisión si se sustituye la curva de demanda y la restricción de corto plazo directamente en la renta petrolera (20). En ese caso, el problema para la empresa es determinar x_t , n_t , m_t y p_y de tal manera que se maximice

$$\Pi = p_y^{-(\eta-1)} + p_x x_t - w n_t - p_m m_t - r \bar{k}, \quad (20)$$

sujeto a:

$$G(x_t, y_t) = F(H(k_t, n_t), m_t).$$

Las condiciones de primer orden (necesarias) de un máximo para el problema de decisión son:

1) Exportación de crudo y gas natural:

$$p_x - \lambda G_x = 0. \quad (21)$$

2) Precio del bien de consumo doméstico:

$$-(\eta - 1) p_y + \lambda \eta G_y = 0. \quad (22)$$

3) Demanda de trabajo:

$$- w + \lambda F_n = 0. \quad (23)$$

4) Demanda del bien intermedio de importación:

$$- p_m + \lambda F_m = 0. \quad (24)$$

donde λ es el multiplicador de Lagrange asociado a la restricción de la función de producción. Todo lo que se requiere ahora es especificar las formas funcionales para F y G .

8.2. Especificación de la tecnología

La elección de una forma funcional apropiada comienza con una revisión y evaluación de los datos. Una función del tipo Cobb-Douglas es usualmente adecuada cuando las participaciones de los factores no siguen tendencias remarcadas al alza o a la baja. Una función de elasticidad de sustitución constante (CES) es usualmente adecuada cuando la participación de los factores se mantiene cercana a una tendencia en el tiempo. Por lo cual supondremos que la función de transformación tiene forma $G(x_t, y_t) = x_t^\beta y_t^{1-\beta}$, donde β es el coeficiente de transformación. Los dos insumos domésticos, bienes de capital y trabajo, se combinan dentro de una función del tipo Cobb-Douglas, $H(k_t, n_t)$, y ésta a su vez es anidada en una función CES con la importación de bienes intermedios, $F(H(k_t, n_t), m_t)$, de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} H(k_t, n_t) &= n_t^\rho k_t^{1-\rho}, \\ F(H(k_t, n_t), m_t) &= \gamma [\alpha H(k_t, n_t)^\theta + (1 - \alpha)m_t^\theta]^{\frac{1}{\theta}}, \end{aligned} \quad (25)$$

donde γ es un factor de escala, ρ y θ son coeficientes de sustitución y α es un coeficiente de eficiencia. Para fines de estimación de los parámetros, una tendencia de tiempo, ϕ , es incluida en las condiciones de primer orden a fin de capturar progreso tecnológico asociado con incrementos en la productividad neutral a la Harrod.

8.3. Estimación de los parámetros de la función de transformación

Las elasticidades pueden ser estimadas a partir de las condiciones de primer orden. Por ejemplo, la elasticidad de las exportaciones con respecto a los pe-

tro precios puede ser estimada de dichas condiciones. Sin embargo, no existen datos para esta variable hasta después de que los parámetros del sector petrolero han sido estimados. Esto crea un círculo vicioso, el cual se puede romper utilizando las condiciones de primer orden para eliminar λ . Una vez hecho esto, el problema de estimación se reduce de cinco a cuatro ecuaciones para determinar las cuatro variables endógenas x_t , n_t , m_t y p_y . Sin embargo, no es posible obtener una solución analítica de este sistema de ecuaciones en donde las variables endógenas estén en función de las variables exógenas (forma reducida).

Con el fin de modelar periodos de auge en la economía, se añadirá una variable dicotómica en la condición de primer orden del trabajo. Esta variable capturará cambios en los salarios debido a cambios estructurales en la economía en el ámbito sectorial. En segundo lugar, se añadirá a cada una de las condiciones de primer orden una tasa de utilización (de capacidad) con el fin de capturar variaciones en la elasticidad de la demanda η , en el transcurso de ciclos económicos. Es probable que esto conduzca a estimadores más eficientes de los parámetros. En tercer lugar, la inclusión de interceptos (ordenadas al origen) en las condiciones de primer orden permitirá medir el error en las series de precios; por ejemplo, en las series de precios de exportaciones, p_x , los precios podrían no ser una medida correcta del costo marginal de las exportaciones. Sin embargo, para ciertos cambios en p_x sí se espera que se reflejen cambios en el costo marginal. La inclusión de interceptos conduce a que algunos de los parámetros de la función de producción estén completamente identificados.

De las condiciones de primer orden del problema de maximización de la renta petrolera despejamos λ de la ecuación de la demanda de trabajo (23) y al sustituirla en el resto de las ecuaciones (21), (22) y (24) obtenemos:

a) Condición de primer orden para las exportaciones:

$$p_x - w \frac{G_x}{F_n} = 0, \quad (26)$$

de donde

$$\frac{p_x}{w} = \frac{G_x}{F_n}$$

y dado que $G_x = \beta G / x_t = \beta F / x_t$ y $F_n = (F^{1-\theta} \alpha \rho (\gamma H)^\theta) / n_t$, se sigue que

$$\frac{p_x}{w} = \frac{\beta n_t F}{F^{1-\theta} \alpha \rho H^\theta \gamma^\theta x_t}$$

Por lo tanto,

$$\frac{x_t}{n_t} = \frac{\beta w}{\alpha \rho p_x} \left(\frac{F}{\gamma H} \right)^\theta$$

b) Condición de primer orden para el precio del bien de consumo doméstico:

$$\frac{G_y}{F_n} = - \frac{(\eta - 1) p_y}{w \eta}, \quad (27)$$

y dado que $G_y = (1 - \beta) G / y_t$, obtenemos:

$$\frac{(\eta - 1) p_y}{w \eta} = \frac{(1 - \beta) n_t F}{F^{(1-\theta)\alpha\rho} (\gamma H)^\theta y_t}$$

Por lo tanto,

$$\frac{y_t}{n_t} = \frac{w \eta (1 - \beta)}{\alpha \rho p_y (\eta - 1)} \left(\frac{F}{\gamma H} \right)^\theta.$$

c) Condición de primer orden para los bienes intermedios de importación:

$$\frac{p_m}{w} = \frac{F_m}{F_n}$$

En consecuencia,

$$\frac{p_m}{w} = \frac{(1 - \alpha) n_t m_t^{\theta-1}}{\alpha \rho H^\theta} \quad (28)$$

Por otro lado, a partir de la restricción $G(x_t, y_t) = F(H(k_t, n_t), m_t)$ se sigue que

$$x_t^\beta y_t^{1-\beta} = y_t [\alpha (n_t^\rho k_t^{1-\rho})^\theta + (1 - \alpha) m_t^\theta]^{\frac{1}{\theta}}.$$

Por lo tanto, se tiene la siguiente:

d) Condición de primer orden para la demanda de trabajo:

$$n_t = \left(\frac{1}{\alpha} \right)^{\frac{1}{\theta\rho}} \left[\frac{x_t^\beta y_t^{1-\beta}}{\gamma} - (1 - \alpha)^{\frac{1}{\theta}} m_t \right]^{\frac{1}{\rho}} \left(\frac{1}{k_t^{1-\rho}} \right)^{\frac{1}{\rho}}. \quad (29)$$

8.4. Estimación de la función de transformación

Las ecuaciones han sido estimadas por MCO para el periodo de 1990 a 1998.²¹ Los resultados se muestran en el cuadro 6.

CUADRO 6
ESTIMACIÓN DE LOS PARÁMETROS

Parámetro	Estimador	Error estándar	Estadístico t	Valor p
ρ	0.4341	0.1741	2.4933	0.006
θ	0.7087	0.1402	5.0549	0.000
β	0.1882	0.0354	5.3163	0.000
η	1.0323	0.0749	13.7823	0.000
γ	0.4659	0.1638	2.8443	0.005
α	0.9996	0.1532	6.5226	0.000
φ	0.0550	0.0224	2.4490	0.010

La prueba estadística de Wald rechaza la hipótesis de que $\rho = \theta$, indicando que una función de producción anidada es más apropiada que una no anidada. Para dar una interpretación precisa de las ecuaciones del sector petrolero, se han calculado las diferentes elasticidades-precio de las ecuaciones de equilibrio (cuadro 7). Las elasticidades-precio de la demanda por importaciones y trabajo son 2.1569 y -3.5385, respectivamente. La elasticidad-precio de la oferta por exportaciones es 0.2582. La elasticidad de la demanda del bien de consumo doméstico en el corto plazo es significativa. Todas las elasticidades tienen los signos esperados. El impacto de todos los precios en el precio de equilibrio del bien doméstico, p_y , es aproximadamente del tamaño correcto.

21 FUENTE: Varios números de los *Anuarios Estadísticos de Pemex, Indicadores Petroleros y Memorias de Labores*.

CUADRO 7
ELASTICIDADES DEL SECTOR PETROLERO

<i>Variable</i>	p_m	w	p_x	y_t
Importaciones	2.1569	0.6983	-0.2277	-4.1527
Empleo	-	-3.5385	-3.6885	9.3340
Exportaciones	-	-	0.2582	1.3459

Las principales estadísticas de diagnóstico, R^2 y DW (Prueba Durbin-Watson) de las ecuaciones de producción son mostradas en el cuadro 8.

Una vez que se han estimado los parámetros del sector petrolero, las ecuaciones pueden ser resueltas numéricamente para estimar los beneficios en el corto plazo. De esta manera, la producción total en términos del bien de consumo doméstico está dada por $y_t + ax_t$ donde a representa los precios relativos p_x / p_y . En este caso, p_x es tomado como un promedio ponderado por volumen de los precios en los mercados internacionales con base en los crudos marcadores. En el cuadro 9 se presentan los precios internacionales por mercado y por tipo de crudo. Las constantes dependen de la intensidad de los inviernos en países importadores; de la aceleración en el crecimiento de las principales economías del mundo, de recesiones o auges de economías importadoras de crudo; en los niveles de inventarios y en las expectativas en los precios. De la misma forma, p_y se calcula como un precio ponderado por volumen de los precios de los diferentes agregados que conforman el bien de consumo doméstico.

CUADRO 8
ESTADÍSTICOS DE PRUEBA

<i>Condiciones de primer orden</i>	R^2	DW
Exportación de crudo (p_y)	0.9718	2.175
Empleo (n_t)	0.8507	2.391
Importación de bienes intermedios (p_m)	0.9763	2.067
Función de producción (F)	0.8031	1.483

CUADRO 9
 PRECIOS EXÓGENOS DEL CRUDO MEXICANO
 (Septiembre, 1997)

Mercado americano

- ISTMO = 0.40 (WTS + LLS) + 0.20 BRENT DTD – 1.05
- MAYA = 0.40 WTS + 0.40 FO 3%S + 0.10 (LLS + BRENT DTD) – 2.70
- OLMECA = 0.333 (LLS + WTS + BRENT DTD) – 0.15

•
Mercado de la costa oeste de Estados Unidos

- MAYA = 0.333 (KERN RIVER + ANS + WTI) – 3.65

Mercado europeo

- ISTMO = 0.887 (BRENT DTD) + 0.113 (FO 3.5%S) – 0.16 (FO 1%S – FO 3.5%S) – 0.86
- MAYA = 0.527 (BRENT DTD) + 0.467 (FO 3.5%S) – 0.25 (FO 1%S – FO 3.5%S) – 2.20

•
Mercado del Lejano Oriente

- ISTMO = 0.50 (OMAN + DUBAI) + 0.30
- MAYA = 0.50 (OMAN + DUBAI) – 2.75

El costo de oportunidad del capital se considera constante e igual a $r = r' + b$, donde $r' = 0.06$ y b es el factor de depreciación, este último con un valor de 0.003. La cantidad de trabajo y equipo se determinan con base en las ecuaciones (29) y (28) incluyendo las estimaciones de los parámetros de tendencia en el tiempo. El beneficio ajustado por gasto se calcula mediante $\Pi' = \Pi - d$ donde Π es definido por (20) y d representa el gasto administrativo cuyo monto es tomado de las *Memorias de Labores de Pemex*. Es importante notar que al calcular Π los costos varían en forma significativa dependiendo de la región. Por ejemplo, en el norte del país el costo de extracción es tres veces mayor que en el sur, mientras que en la región marina puede ser la mitad de la región sur, en consecuencia, todas las estimaciones se toman con base en costos unitarios promedio en plataforma continental y en región marina. La estimación del $DUSRP$ considera una muestra de los 339 campos en producción y los 4 663 pozos en explotación y posteriormente se pondera por los volúmenes producidos; asimismo, se consideran los intervalos, definidos en 7.1, que contienen el precio observado de cada uno de los diferentes tipos de crudo, incluyendo al gas natural. Lo anterior condujo a un valor estimado de $\tau_{DUSRP} = 0.673$. Por otro lado, en el ejercicio anual se aplicaron las tasas del *ISR* y del *IMPAC* como en cualquier empresa en el régimen general. Finalmente, a la enajenación de combustibles se aplicó un impuesto indirecto de monto fijo por unidad de volumen por producto (gasolinas, diesel y gas natural). Los

resultados de las estimaciones y su comparación con los valores observados, estos últimos reportados en las *Memorias de Labores de Pemex*, se presentan en la gráfica 13. Las estimaciones para 1998 son actualizadas por inflación doméstica para el bien de consumo nacional e inflación internacional para el bien de exportación. Al comparar los valores observados con los estimados, los últimos generan un beneficio mayor y una recaudación más eficiente. Los resultados se deben a que el derecho único propuesto recauda la renta petrolera de cada uno de los campos y pozos con base en las características físicas de los mismos. Dicha renta petrolera es el valor presente del producto después de que todos los costos mínimos para hacer sostenible la exploración, el desarrollo de nuevos campos y la producción en campos existentes han sido deducidos. Los costos unitarios dependen de varios factores: la profundidad a la cual se encuentre el yacimiento, la arquitectura que tenga el mismo, la presión que tenga el pozo, la antigüedad y la cualidad de que el campo se encuentra en mar o tierra. Asimismo, se propone un impuesto especial sobre petrolíferos y gas natural como un gravamen indirecto de monto fijo por unidad de volumen. Este impuesto es más simple de aplicar que el *IEPS*. Por último, la aplicación del *ISR* y del *IMPAC* como en cualquier empresa en el régimen general, proporciona un ambiente competitivo en donde la paraestatal y sus subsidiarias mejoran su eficiencia operativa con autonomía financiera con los incentivos adecuados para incrementar su productividad.

GRÁFICA 13
ANÁLISIS COMPARATIVO DE BENEFICIOS

9. CONCLUSIONES

En este trabajo se ha elaborado una propuesta de régimen fiscal para Petróleos Mexicanos atendiendo las necesidades de modernización y competitividad. La propuesta tiene como cimientos la maximización de la renta económica proveniente del petróleo y la asignación eficiente de recursos para la inver-

sión en exploración y desarrollo de campos de producción. La propuesta fue elaborada con base en un diagnóstico cuidadoso del régimen fiscal vigente y en la revisión detallada de su aplicación en 1997. El año de 1997 se escogió por dos razones: estaba lejos de procesos electorales y no se presentaron repuntes importantes en el precio del petróleo. En esta tarea se identificaron incentivos (perversos), ineficiencias y distorsiones que el régimen actual genera en la estructura financiera y operativa de Pemex y sus subsidiarias. La propuesta considera, por supuesto, los correctivos necesarios a estos inconvenientes.

Frente al panorama de volatilidad de los petroprecios y al proceso de cambio estructural de la industria petrolera internacional, otro de los objetivos primordiales de esta propuesta ha sido reestructurar y construir un sistema impositivo sencillo en el cálculo, eficiente en la recaudación y registro, coherente con el panorama actual del mercado y que motive el constante desarrollo y modernización del sector. Por otro lado, nuestro esquema impositivo es neutral y transparente, y asegura una recaudación fiscal confiable y predecible en el mediano y largo plazo. Nuestra propuesta de régimen fiscal de Pemex tiene, necesariamente, que ser parte de un proyecto de reforma fiscal integral, de otra forma su aplicación aislada desequilibraría los ingresos del gobierno federal y, por ende, la estabilidad de los grandes agregados en la economía nacional.

Por último, se desarrolló un modelo para estimar los beneficios en el marco fiscal propuesto. La calibración del modelo en el corto plazo se llevó a cabo a través de la estimación de los parámetros relevantes del sector petrolero. Los valores observados distan de los estimados en forma significativa. Este resultado sugiere que si el objetivo de la paraestatal fuera maximizar la renta petrolera se necesitaría entonces una revisión integral de los precios y la producción y, en general, la asignación de recursos. Se requiere, en el futuro, desarrollar un modelo macroeconómico de equilibrio general con consumidores, empresas, gobierno, sector financiero y sector petrolero regulado, a fin de evaluar el impacto de la maximización de la renta petrolera en todos los sectores de la economía.

BIBLIOGRAFÍA

- Clunies, R.A., y G. Ross (1983), *Taxation of Mineral Rents*, Nueva York, US, Clarendon Press-Oxford.
- Dasgupta, P.S. (1982), *The Control of Resources*, Massachusetts, US, Harvard University Press, Cambridge.

- Dasgupta, P.S., y G. M. Heal (1979), *Economic Theory and Exhaustible Resources*, UK, Cambridge University Press.
- Dasgupta, P.S., G. M. Heal, y J. Stiglitz (1980), "The Taxation of Exhaustible Resources", *NBER: Working Paper Series*, Cambridge, Massachusetts.
- *Diario Oficial de la Federación*, "Decreto por el que se reforma la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo", México, 13 de noviembre de 1996.
- *Diario Oficial de la Federación*, "Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal", México, varios años.
- *Diario Oficial de la Federación* (1992), "Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios", México, 16 de julio de 1992.
- *Diario Oficial de la Federación* (1958), "Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo", México, 29 de noviembre de 1958.
- *Diario Oficial de la Federación* (1971), "Reglamento de la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos", México, 6 de febrero de 1971.
- Gray, F. (1986), *Petroleum Production for the Non-technical Person*, Penn-Well, Oklahoma, US, Publishing Company.
- Horsney, P., y R. Mabro (1993), *Oil Markets and Prices, The Brent Market and the Formation of World Prices*, UK, Oxford University Press.
- Kemp, A. (1987), *Petroleum Rent Collection Around the World*, Canadá, The Institute for Research on Public Policy.
- Kemp, M.C., y N. Van Long (1980), *Exhaustible Resources, Optimality, and Trade*, Netherlands, North-holland Publishing Company.
- Laffont, J.J. y J. Tirole (1993), *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*, MIT Press.
- Mas-Colell, A., M. Whinston y J. Green (1995), *Microeconomic Theory*, Oxford University Press.
- Pemex, *Anuario Estadístico de Pemex*, varios números, México, Gerencia Corporativa de Evaluación e Información.
- Pemex, *Indicadores Petroleros de Pemex*, varios números, México, Gerencia Corporativa de Evaluación e Información.
- Pemex, *Informe Anual de Pemex*, varios números, México, Gerencia Corporativa de Evaluación e Información.
- Pemex, *Memorias de Labores de Pemex*, varios números, México, Unión de Planeación Corporativa de Petróleos Mexicanos.
- *Petroleum Policy and Management* (1996), Compendium, vols. I y II, Norway, PETRAD, Stavanger, septiembre.

- Petroconsultants (1997), *Review of Petroleum Fiscal Regimes (Oil)*, Londres, UK.
- Petroconsultants (1998), *Review of Petroleum Fiscal Regimes (Oil)*, Londres, UK.
- Secretaría de Hacienda y Crédito Público (2000), *Legislación Fiscal*, tomo II Servicio de Administración Tributaria, México.
- Secretaría de Relaciones Exteriores (SRE), *Información Petrolera Internacional*, varios números, México, Dirección General para la OECD.