

Un régimen fiscal para Pemex con administración coherente de riesgos (primera parte)

FRANCISCO
VENEGAS-MARTÍNEZ

SALVADOR RIVAS
ACEVES*

Desde la aplicación de la Ley de Expropiación —promulgada en 1936 por el entonces presidente de la república, Lázaro Cárdenas— a las compañías petroleras el 18 de marzo de 1938, la nación tiene el dominio directo de todos los hidrocarburos que se encuentren en territorio nacional así como la exclusividad de su explotación, tal y como lo establece el artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.¹

Petróleos Mexicanos (Pemex) tuvo su origen en el artículo 4º de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo,² en la cual se precisa que la nación llevará a cabo las actividades de exploración, refinación, transporte, almacenamiento y comercialización del recurso natural por conducto de Pemex. El transporte, el almacenamiento y la distribución de gas podrán llevarlos a cabo —previo permiso de la Comisión Reguladora de Energía— los sectores social y privado, que podrán construir, operar y ser propietarios de ductos, instalaciones y equipos, de conformidad con ese artículo. Asimismo, éste menciona que la Secreta-

ría de Energía (Sener) tiene la facultad de verificar las disposiciones reglamentarias técnicas y de regulación que al respecto se expidan. Con lo anterior se creó un monopolio legal en la actividad básica de llevar los hidrocarburos a la superficie. Desde entonces este monopolio ha sido una de las principales fuentes de ingresos del sector público federal al aportar, por ejemplo, 40.8% de esos ingresos en 2007.³ Esto es resultado de los derechos e impuestos a la extracción, producción y ventas de crudo y petrolíferos, en lo cual contribuyen la abundancia de petróleo y la importación de Estados Unidos de aproximadamente 80% del total de la producción de petróleo crudo mexicano. El derecho por la extracción de petróleo constituye uno de los componentes centrales del régimen fiscal de Pemex, mismo que se ha modificado debido a las reestructuraciones de la paraestatal. La más reciente se realizó en julio de 1992, cuando se crearon los siguientes organismos: Pemex Exploración y Producción (PEP), que explora y extrae petróleo crudo y gas natural; Pemex Refinación (Pref), que transforma el petróleo crudo fundamentalmente en combustibles; Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), que produce, transporta y distribuye gas natural y gas licuado de petróleo, así como petroquímicos básicos, y Pemex Petroquímica (PP), que elabora derivados de petroquímicos básicos, es decir, se encarga de la petroquímica secundaria. Por otro lado, la empresa filial PMI Comercio

1. *Diario Oficial de la Federación*, 9 de noviembre de 1940.
2. *Diario Oficial de la Federación*, 29 de noviembre de 1958; adiciones y modificaciones en *Diario Oficial de la Federación*, 13 de noviembre de 1996 y 30 de diciembre de 1997.

* Escuela Superior de Economía del Instituto Politécnico Nacional <fvenegas@ipn.mx> y Departamento de Economía de la Universidad Autónoma Metropolitana, unidad Azcapotzalco <rivas.salvador@gmail.com>, respectivamente.

3. Presidencia de la República, Primer Informe de Gobierno, 2007.

Internacional compra y vende petrolíferos, petroquímicos y petróleo crudo en el mercado mundial. Por último, el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) es un órgano descentralizado del gobierno federal, tiene personalidad jurídica y patrimonio propio e ingresos provenientes de proyectos de investigación, capacitación, desarrollo de tecnología, estudios y servicios técnicos y proyectos de ingeniería.

El régimen interno de la paraestatal y sus funciones se encuentran en la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios y su respectivo reglamento.⁴ Cabe mencionar que éste, vigente desde 1972, no fue actualizado después de la restructuración de 1992. En forma paralela a la restructuración del organismo, y desde 1994, se ha aplicado un marco fiscal a Pemex sobre el pago de impuestos, derechos y aprovechamientos, 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 (SHCP). Es importante destacar que con el régimen fiscal de Pemex se persiguen objetivos puramente recaudatorios con un alto margen de seguridad, dejando en segundo término criterios de eficiencia operativa y económica. Al mismo tiempo, la aplicación de múltiples tasas por la explotación del recurso, así como de diversas definiciones y fórmulas para calcular el impuesto especial sobre producción y servicios (IEPS) complican el régimen.

Por otro lado, la red fiscal define la base gravable como el ingreso bruto, lo cual puede conducir a pérdidas después de considerar los costos y desalentar proyectos de inversión que no generan flujo de efectivo inmediato, como podría ser la exploración en aguas profundas. La magnitud de las tasas, la estructura de los impuestos y derechos y la ausencia de objetivos económicos y de eficiencia pueden desincentivar varias actividades productivas de la paraestatal. Lo ideal es promover la inversión y el crecimiento del sector mediante la generación eficiente de la renta económica. De igual manera, el sistema fiscal debe distinguir con claridad el papel que desempeña el propietario, el conductor de política y el responsable de la operación del sector petrolero para poder gravar la renta petrolera. Por último, el patrón impositivo debe separar muy bien las diferentes funciones del

sector, tales como el diseño, la dirección y el control de la política petrolera. Los procesos de mundialización y modernización en la industria petrolera internacional exigen dirigir la relación fiscal del gobierno federal con Pemex hacia soluciones de mercado sin atentar contra la soberanía nacional. En esta nueva relación, y con base en una administración integral de riesgos, la paraestatal y sus filiales deben mejorar su eficiencia operativa y productiva con autonomía financiera, al mismo tiempo que la autoridad fiscal tiene que asegurar una recaudación confiable y predecible en el mediano y largo plazos. Por otro lado, los mercados de productos derivados (financieros y de físicos o *commodities*) proporcionan a sus usuarios seguros contra contingencias financieras. Además, estos instrumentos tienen un excelente grado de liquidez y un gran apalancamiento. Sin duda, Pemex tiene que aprovechar, al máximo, las ventajas de estos instrumentos (opciones, futuros, *swaps*, notas estructuradas, derivados de crédito) para cubrir sus riesgos (de mercado, de crédito, de liquidez, operativo, legal) e incrementar con ello la certidumbre en la recaudación de los ingresos petroleros.

La presente investigación elabora una propuesta de régimen fiscal para Pemex, atendiendo sus necesidades de modernización y competitividad con una administración integral de los riesgos. Para ello, en la segunda sección se analiza la racionalidad económica del propietario del recurso. En la tercera se describen en detalle los regímenes fiscales a los que ha estado sujeto Pemex, así como el régimen fiscal actual. En la cuarta sección se hace un diagnóstico de los diferentes regímenes fiscales para, en la siguiente sección, sentar las bases de un nuevo régimen fiscal. En la sexta parte se presenta la propuesta de un nuevo régimen fiscal para Pemex con una administración integral de riesgos. En la última se exponen las conclusiones.

RACIONALIDAD ECONÓMICA Y RENTA PETROLERA

En México, el petróleo es un instrumento del desarrollo económico y un factor que contribuye de manera relevante al mejoramiento del bienestar de los mexicanos. La abundancia del recurso y la cercanía del cliente más importante son ventajas absolutas que contribuyen de modo definitivo en el 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

4. 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, el 25 de julio de 1972.

los factores de la producción (incluyendo la inversión), siempre y cuando esa diferencia exceda el retorno del uso de los factores en la siguiente mejor alternativa (esto es, sin sacrificar recursos). En una situación dinámica, la renta petrolera es el valor presente de los flujos esperados después de que todos los costos necesarios para hacer sostenible la exploración, el desarrollo de nuevos campos (en tierra y en aguas someras y profundas) y la producción en campos (incluyendo aquellos abandonados o en proceso de serlo) han sido deducidos y, al mismo tiempo, los costos de oportunidad en actividades alternativas han sido considerados en condiciones de mercado. Hay 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, hay un compromiso de justicia social.

La recaudación de la renta tiene que ser entonces la máxima posible, de tal manera que la parte restante, el remanente de operación, alcance (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) generen el menor número de distorsiones. A este óptimo se le llama “la primera mejor opción”. 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. No obstante, si los factores externos son compensados y el marco fiscal adoptado no distorsiona las decisiones de producción, es decir, no hay desviaciones del equilibrio competitivo, entonces ambos objetivos son compatibles. En este caso, la política petrolera (nacional) determina cuánto extraer ahora y cuánto en el futuro considerando los costos, los remanentes esperados de operación, el hallazgo de nuevos pozos de producción (en tierra y en aguas someras y profundas) y el desarrollo de tecnologías de punta.

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 elaborar un esquema fiscal para que la renta económica se genere de modo eficiente con una administración integral de riesgos y, al mismo tiempo, se grave el 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 plazos.

DESCRIPCIÓN DEL RÉGIMEN FISCAL VIGENTE

A continuación se analizan los regímenes fiscales de Pemex de 1994 a 2005, de 2006 y de 2007, y se establecen los ingresos del gobierno federal que se consideran de origen petrolero, según la Ley Federal de Derechos (LFD), así como los impuestos aplicados señalados en la Ley de Ingresos de la Federación (LIF).

INGRESOS DEL GOBIERNO FEDERAL

Los ingresos petroleros, establecidos desde 1994, dependen de los precios del petróleo y de la producción de hidrocarburos. Son los siguientes:

- a] Impuestos
 - Impuesto al valor agregado (IVA)
 - Impuesto especial sobre producción y servicios (IEPS)
 - Impuesto a los rendimientos petroleros (IRP)
 - Impuesto al comercio exterior (exportación e importación)
- b] Derechos
 - Derecho ordinario sobre hidrocarburos (DOH)
 - Derecho para el fondo de investigación científica y tecnológica en materia de energía (DFICT)
 - Derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización (DSHFE)
 - Derecho extraordinario sobre exportación de petróleo crudo (DEEPC)
 - Derecho para la fiscalización petrolera (DFP)
 - Derecho adicional (DA). Este derecho se aplicó hasta diciembre de 2007
 - Derecho único sobre hidrocarburos (DU). Entró en vigor a partir de enero de 2008
- c] Aprovechamientos
 - Aprovechamientos sobre rendimientos excedentes (ARE). Éste ya no se aplicó en 2007
- d] Ingresos propios de Pemex
 - Ingresos de organismos y empresas

Los impuestos se aplican de la siguiente manera: el IVA grava las ventas internas de petroquímicos y petrolíferos que comercializa Pemex a una tasa de 15% en zonas no fronterizas y de 10% en zonas fronterizas. El IEPS se aplica a la enajenación de gasolinas y diésel; la tasa aplicable varía cada mes, dependiendo del precio *spot* de referencia (precio de la costa de Estados Unidos del Golfo de México). Pemex y sus organismos filiales están obligados al pago del IRP sobre el rendimiento neto acumulado a la tasa de 30%; el rendimiento neto se determina restando a la totalidad de los ingresos del

ejercicio el total de las deducciones autorizadas que se efectúen en el mismo. Por último, dentro del impuesto al comercio exterior, cuando el poder ejecutivo federal establezca impuestos a la exportación de petróleo crudo, gas natural y sus derivados, Pemex y sus organismos filiales deberán pagar esos impuestos; de igual modo están sujetos al pago de impuestos a la importación y a las demás contribuciones que se causen con motivo de las importaciones hechas.

Los derechos se aplican de manera similar: el DOH grava el valor del petróleo crudo y gas natural extraídos, menos las deducciones autorizadas, entre las que se encuentran los costos y gastos realizados en exploración, desarrollo y explotación, así como algunos gastos de operación; también son deducibles los derechos para el fondo de investigación científica y tecnológica en materia de energía, para la fiscalización petrolera y el extraordinario sobre la exportación de petróleo crudo.

Por otro lado, el DFICT grava la producción total extraída de petróleo crudo y gas natural a una tasa de 0.05%, destinando los recursos captados en su totalidad al Instituto Mexicano del Petróleo. Éstos recursos se aplican de manera exclusiva a la investigación científica y el desarrollo tecnológico requeridos por las industrias petrolera, petroquímica y química, mediante un fideicomiso, que deberá sujetarse a las reglas que establezca la SHCP.

A su vez, el DSHFE se aplica sobre la producción de petróleo crudo, cuando el precio de la mezcla mexicana es superior a 22 dólares por barril, fijando tasas que van de 1%, cuando el precio observado es de 22.01 dólares, a 10%, cuando el precio alcance 28 dólares o más. El monto total de la recaudación anual que se genere por este derecho se destinará al Fondo para la Estabilización de los Ingresos Petroleros (FEIP).

Por su parte, el DEEPC grava los ingresos excedentes que se obtienen por la exportación de petróleo crudo a una tasa del 13.1%. Los ingresos excedentes se determinan a partir del precio fiscal, multiplicando el diferencial entre éste y el precio observado. Este derecho es acreditable contra el derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización. Su recaudación anual se destina a las entidades federativas mediante el Fondo para la Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas (FEIEF), conforme a la estructura del Fondo General de Participaciones reportado en la cuenta pública más reciente.

El DFP grava la producción total de petróleo crudo y gas natural extraídos a una tasa de 0.003%; el monto

recaudado es destinado en su totalidad a la Auditoría Superior de la Federación mediante el ramo correspondiente, sin requerir autorización de la SHCP. Estos recursos se aplicarán en exclusiva para fiscalizar los programas prioritarios y el Programa para la Fiscalización del Gasto Federalizado aprobados en el decreto del Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF), como se establece en el artículo 23 bis del propio presupuesto.

Pemex Exploración y Producción debería pagar el derecho adicional si la extracción de petróleo crudo fue menor a 1 247 935 000 barriles en 2006 y a 1 259 980 000 en 2007. Este derecho se calcula sobre el valor de la diferencia entre la extracción de petróleo establecida y la extracción en cada año, aplicando la proporción de las deducciones hechas para el DOH. El monto obtenido se multiplicará por la tasa que corresponda de acuerdo con los porcentajes establecidos para el DOH, según el rango de precio y año de que se trate, y de esta manera se obtiene la base gravable. Este derecho no se pagará cuando por causa de fuerza mayor o por política energética no se alcancen las metas de extracción establecidas.

El ARE grava los ingresos excedentes obtenidos por la exportación de petróleo crudo a una tasa de 6.5%. Los ingresos excedentes se determinan a partir del precio fiscal, por ejemplo, 36.5 dólares en 2006, multiplicando el diferencial entre el precio mencionado y el precio observado, multiplicado por la plataforma de exportación de petróleo. El monto a pagar por este aprovechamiento es acreditable contra el derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización.

Por último, el derecho único (DU) grava con 20% la producción de los pozos abandonados o en proceso de abandono. Además, la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria (LFPRH), artículo 19, fracción II, señala que hay ingresos que tienen destino específico, en cuyo caso los excedentes se destinarán a la ampliación del presupuesto de las dependencias que los generen, mientras que la fracción III del mismo artículo señala que los excedentes de ingresos propios de las dependencias se destinarán a ellas mismas. En caso de haber ingresos excedentes, sin destino específico, se podrá compensar el faltante de otros rubros de ingresos.

RÉGIMEN FISCAL APROBADO EN 1994

El esquema fiscal para Pemex que entró en vigor en 1994 se componía de contribuciones tributarias (derechos e impuestos) y no tributarias (aprovechamientos). A su vez,

PEMEX: CONTRIBUCIONES POR PRODUCCIÓN, RÉGIMEN 1994

Derechos sobre producción	Derecho ordinario sobre la extracción de petróleo Derecho extraordinario sobre la extracción de petróleo Derecho adicional sobre la extracción de petróleo
Impuesto (directo) al ingreso	Impuesto sobre rendimientos petroleros
Aprovechamiento sobre producción	Aprovechamiento sobre rendimientos excedentes
Derecho sobre hidrocarburos	Red fiscal de Pemex

consideraba el pago de un impuesto sobre rendimientos petroleros, similar al ISR que pagan las empresas en el régimen general, y el pago de un aprovechamiento sobre rendimientos excedentes. El cuadro 1 muestra esa estructura fiscal del lado de la producción.

En cuanto al consumo, las personas físicas y morales que compraban a Pemex gasolinas, diésel y gas natural estaban sujetas a impuestos que eran retenidos por esa empresa, misma que los enteraba a la SHCP. Había también otras contribuciones federales y de carácter local, que se mencionan en el cuadro 2.

A continuación se detalla el cálculo de los derechos establecidos en el régimen fiscal de 1994. El organismo filial Pemex Exploración y Producción (PEP) era sujeto del derecho ordinario sobre la extracción de petróleo (DEP). El derecho se calculaba, por cada región petrolera de explotación,⁵ con la siguiente ecuación:

$$DEP = \tau_{DEP} \max(N, 0) = 0.523 \max(N, 0) \quad [1]$$

donde $N = Y - E - I$; Y representa los ingresos totales de PEP (ventas internas y externas); E , los egresos totales de PEP (costos de exploración, desarrollo de nuevos campos y producción, así como gastos administrativos); I , la inversión de PEP (bienes de activo fijo), y N , los ingresos netos (base gravable del DEP). Es importante señalar que las mermas por derramas o quema de petróleo

5. Las regiones petroleras de explotación especificadas por la SHCP mediante reglas de carácter general son: norte, sur, marina noreste y marina sudoeste.

PEMEX: CONTRIBUCIONES INDIRECTAS Y LOCALES

Impuestos (indirectos) al consumo	Impuesto especial sobre producción y servicios Impuesto al valor agregado
Otros derechos	Derecho de trámite aduanero Derecho de consumo de aguas nacionales Derecho sobre descargas de aguas residuales
Otros impuestos	Impuesto a la exportación
Contribuciones locales	Impuesto sobre nóminas Impuesto predial

eran responsabilidad de PEP y se consideraban como ventas de exportación. En este caso, PEP calculaba y enteraba el monto del derecho sobre la extracción de petróleo para el ejercicio fiscal correspondiente mediante declaración anual a más tardar en marzo del año posterior al del ejercicio fiscal. Este derecho forma parte de la recaudación federal participable; es decir, el gobierno federal transfería una parte de estos ingresos a las entidades federativas y a los municipios. Por otro lado, el derecho extraordinario sobre la extracción del petróleo (DEEP) se calculaba sobre la base del DEP, como lo muestra esta ecuación:

$$DEEP = \tau_{DEEP} DEP = \tau_{DEEP} \tau_{DEP} \max(N, 0) = (0.255)(0.523) \max(N, 0) = 0.1336 \max(N, 0) \quad [2]$$

En este caso, PEP enteraba diaria y semanalmente anticipos predeterminados en la Ley de Ingresos, los que se acreditaban mediante declaración mensual. El DEEP no formaba parte de la recaudación federal participable, sino que ingresaba a la Tesorería de la Federación para financiar el gasto del gobierno federal. Asimismo, el derecho adicional sobre la extracción de petróleo (DAEP) se definía como en la siguiente ecuación:

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

donde $\tau_{DAEP} = 0.011$. Se observa que la base del DAEP es de nuevo el derecho sobre la extracción de petróleo y éste se destinaba a los municipios donde se llevaba a cabo la actividad de exportación de petróleo crudo. Por otra parte, el impuesto sobre rendimientos petroleros

(ISR), que es equiparable al ISR, se calculaba como lo muestra esta ecuación:

$$\text{ISR} = \tau_{\text{ISR}} \max(Y - D, 0) \quad [4]$$

donde $\tau_{\text{ISR}} = 0.34$ y D son las deducciones autorizadas. Cada uno de los organismos filiales efectuaba dos anticipos a cuenta del impuesto para el ejercicio a más tardar el último día de agosto y noviembre del ejercicio fiscal correspondiente. De manera similar, el IEPS, aplicable a la enajenación de gasolinas (magna, premium y gasavión), diésel (de alto y bajo azufre para uso automovilístico e industrial) y gas natural (para combustión de automóviles), dependía de una tasa aplicable a esas ventas; véase, al respecto, la siguiente ecuación:

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

donde P_2 es el precio al público; P_1 , el precio del productor; IVA, el impuesto al valor agregado; A, las comisiones, y F, los fletes de la planta refinadora a la agencia de ventas y de la agencia de ventas al expendio autorizado. La tasa del IEPS (τ_{IEPS}) se consideraba variable dependiendo del producto y de la agencia de ventas de Pemex. Asimismo, esa tasa se revisaba de modo mensual, ya que este gravamen se calculaba basándose en los precios de las gasolinas y el diésel en los mercados *spot* de Houston, California o la costa de Estados Unidos al Golfo de México. Los precios de las gasolinas y el diésel en el mercado *spot* variaban prácticamente todos los días, mientras que en México los precios de los combustibles eran administrados y se ajustaban de acuerdo con un deslizamiento para compensar la inflación. El cálculo de la tasa del IEPS se muestra en esta ecuación:

$$\tau_{\text{IEPS}} = \frac{\alpha_{\text{IVA}} P_2 - (P_{\text{spot}} + A + F + M + \text{IVA})}{P_{\text{spot}} + F + M} \times 100 \quad [6]$$

donde $M = P_1 - P_{\text{spot}}$, es decir, el costo imputado de manejo, y α_{IVA} toma el valor de 0.8696 si el IVA del bien de consumo es 15% y de 0.9091 si el IVA es de 10%. Por su parte, el derecho sobre hidrocarburos (DSH) se calculaba sobre una base determinada; como en la siguiente ecuación:

$$B = X + W \quad [7]$$

donde $W = V + \text{IEPS}$; y X es el valor de las ventas por exportación; W , el valor de las ventas nacionales e impuestos por enajenación de petrolíferos, y V , el valor de las



ventas nacionales a precio del productor. Por tanto, el DSH se obtenía aplicando una tasa ad valorem (τ_{DSH}) de 60.8% a esa base:

$$\text{DSH} = \tau_{\text{DSH}} B = 0.608B \quad [8]$$

Es importante señalar que los pagos del DEP, DEEP, DAEP, IEPS e ISR eran todos acreditables contra el DSH, por lo que se cumplía con la denominada red fiscal de Pemex mostrada en la ecuación siguiente:

$$\text{DSH} = \text{DEP} + \text{DEEP} + \text{DAEP} + \text{IEPS} + \text{ISR}. \quad [9]$$

Por último, el aprovechamiento sobre rendimientos excedentes (ARE) se calculaba multiplicando el excedente del valor de las exportaciones de crudo X_1 , cuando el precio promedio ponderado acumulado mensual de crudo era mayor a un precio de referencia P^* que se revisaba anualmente, por una tasa (τ_{ARE}) aplicable de 39.2%, como en la siguiente ecuación:

$$\text{ARE} = \tau_{\text{ARE}} X_1 \quad [10]$$

RÉGIMEN FISCAL HASTA 2005

Hasta 2005, Pemex pagaba tres derechos referenciados en el artículo 7º de la Ley de Ingresos de la Federación (LIF), los cuales gravaban los ingresos por venta de bienes y servicios de Pemex Exploración y Producción menos los costos y gastos en bienes y servicios. El procedimiento consistía en pagar 60.8% de derechos sobre hidrocarburos, que podían estar desagregados hasta en 52.3% en derecho sobre extracción de petróleo, hasta en 25.5% en derechos extraordinarios sobre la extracción de petróleo y hasta en 1.1% en derechos adicionales sobre la extracción de petróleo. Sin embargo, la suma



de los tres derechos no podía ser mayor al resultado de aplicar la tasa de 60.8% sobre la venta de hidrocarburos y petroquímicos.

Por su parte, el impuesto especial sobre producción y servicios (IEPS), el impuesto al valor agregado (IVA), los aprovechamientos sobre rendimientos excedentes (ARE) y el impuesto sobre rendimientos petroleros (IRP) no sufrieron modificación alguna. En consecuencia, el IVA se mantuvo entre 10 y 15 por ciento, dependiendo de la zona geográfica de la república, y el IRP en 30 por ciento.

RÉGIMEN FISCAL EN 2006 Y 2007

A finales de 2005 se modificó el régimen fiscal de derechos que se aplicaba a la paraestatal, al eliminar los derechos que pagaba Pemex estipulados en la LIF. Para 2006 y 2007 se consideraron nuevos derechos contenidos ahora en el capítulo XII del título segundo de la Ley Federal de Derechos (LFD). Los nuevos derechos gravaban tanto la extracción de petróleo y gas como la exportación de petróleo crudo, los cuales fueron ya definidos al inicio de este apartado. Para estos años el esquema fue: 79% aplicable por DOH, 13.1% atribuible al DEEPC, 10% sobre los DSHFE, 0.05% por DFP y, por último, 0.003% por el DICT. Actualmente, la mayoría de los derechos que paga Pemex cuenta con destinos específicos, de acuerdo con lo establecido en la propia LFD. Por ejemplo, del derecho ordinario sobre hidrocarburos (DOH), 76.6% se aplica a la recaudación federal participable y 20% de ésta se destina a los estados y municipios. El resto de los recursos se utiliza para apoyar el Presupuesto de Egresos de la Federación. El derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización (DSHFE) se debe aplicar al Fondo para la Estabilización de los Ingresos Petroleros (FEIP). Durante 2006, el DSHFE se destinó a apoyar el gasto por un monto de 35 353.5 millones de pesos. Para 2007, los primeros 20 000 millones de pesos del DSHFE se destinaron a fi-

nanciar programas y proyectos de inversión aprobados en el PEF, el resto se aplicó al FEIP.

Por su parte, el derecho extraordinario sobre exportación de petróleo crudo se destinó al Fondo para la Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas (FEIEF). En 2006, los recursos de este derecho se asignaron en su totalidad a las entidades federativas, por un monto de 13 026.1 millones de pesos. Durante 2007, el monto recaudado por este derecho, hasta por un precio de 50 dólares por barril de petróleo, se transferiría a las entidades federativas para gasto en programas y proyectos de inversión en infraestructura y equipamiento. El derecho para fiscalización petrolera se destina a la Auditoría Superior de la Federación (ASF), el cual, en 2006, ascendió a 18.9 millones de pesos. El derecho para el fondo de investigación científica y tecnológica se asigna al Instituto Mexicano del Petróleo, por cuyo concepto se obtuvieron 315.1 millones de pesos en 2006. Las fórmulas para el cálculo de los derechos y la distribución de los ingresos petroleros se presentan en las siguientes ecuaciones:

Derecho ordinario sobre hidrocarburos

$$\begin{aligned} & \text{Ingresos por el petróleo} & - & \text{Deducciones} \\ & \text{crudo y gas natural extraídos} & & \text{autorizadas} \\ \\ & = \text{Base} & \times & \text{Tasa} & = & \text{Monto} \\ & \text{gravable} & & \text{aplicable} & & \text{de pago} \\ & & & (79\%) & & \text{por el DHO} \end{aligned} \quad [11]$$

Derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización

$$\begin{aligned} & \text{Valor del petróleo crudo} & & \text{Tasa} \\ & \text{cuando el precio promedio} & \times & \text{aplicable} \\ & \text{del barril exceda 22 dólares} & & (10\%) \\ \\ & = \text{Importe} & - & \text{DEEPC} & - & \text{ARE} \\ & \text{del DSHFE} & & \text{efectivamente} & & \text{efectivamente} \\ & & & \text{pagado} & & \text{pagado} \\ \\ & = \text{Monto de pago} & & & & \\ & \text{por DSHFE} & & & & \end{aligned} \quad [12]$$

Derecho extraordinario sobre exportación de petróleo crudo

$$\begin{aligned} & \text{Diferencia entre} & & & & \\ & \text{el valor promedio del barril} & & \text{Volumen de} \\ & \text{de petróleo y el precio} & \times & \text{exportación de} \\ & \text{establecido en la Ley} & & \text{hidrocarburos} \\ & \text{de Ingresos} & & & & \end{aligned}$$

$$\text{Rendimiento} \\ = \text{excedente} \quad \times \quad 13.10\% \quad = \quad \frac{\text{Monto de pago}}{\text{por el DEEPC}} \quad [13] \\ \text{acumulado}$$

Aprovechamiento sobre rendimientos excedentes

$$\text{Diferencia entre el valor} \\ \text{promedio del barril de} \\ \text{petróleo y el precio establecido} \\ \text{en la Ley de Ingresos} \quad \times \quad \frac{\text{Plataforma}}{\text{de exportación}} \\ \text{del petróleo} \\ = \text{Monto de pago por ARE} \quad [14]$$

RÉGIMEN FISCAL VIGENTE

En septiembre de 2007 se aprobó modificar el régimen fiscal de la paraestatal con la finalidad de proveer de un mayor financiamiento a Pemex, el cual considera los siguientes cambios:

- Se reduce la tasa del derecho ordinario sobre hidrocarburos de 79 a 71.5 por ciento.
- Se incrementa la tasa aplicable al derecho para el fondo de investigación científica y tecnológica de 0.05 a 0.65 por ciento, y ahora se aplica tanto a la extracción de petróleo crudo como a la de gas natural.
- El IDFP se aplica tanto a la extracción de petróleo crudo como a la de gas natural, y es de 0.003 por ciento.
- El DEEPC se fija en 13.1% y se aplica a los ingresos excedentes por exportación.
- Se incrementa el porcentaje del DOH que forma parte de la recaudación federal participable (RFP) de 76.6 a 85.31 por ciento.
- Se modifica el factor aplicable al DOH que se destina a los municipios, al pasar de 0.0133 a 0.0148 por ciento.
- Desaparece el derecho adicional que se pagaba como consecuencia de reducciones en la plataforma de producción de petróleo.
- Se incluyen en el cuerpo de la ley los límites máximos de deducción permitidos para el DOH (6.5 dólares para petróleo y 2.7 dólares para gas).
- Se promueve la creación del derecho único que grava con 20% la producción de los pozos abandonados o en proceso de abandono.
- El derecho sobre hidrocarburos para el Fondo de Estabilización establece de 1 a 10 por ciento sobre ingresos por petróleo a un precio superior a 22 dólares por barril.

Es importante señalar que el método de cálculo es el mismo que el del régimen fiscal anterior. Bajo este nuevo régimen, el DOH se calcula a una tasa que va de 83.4%,

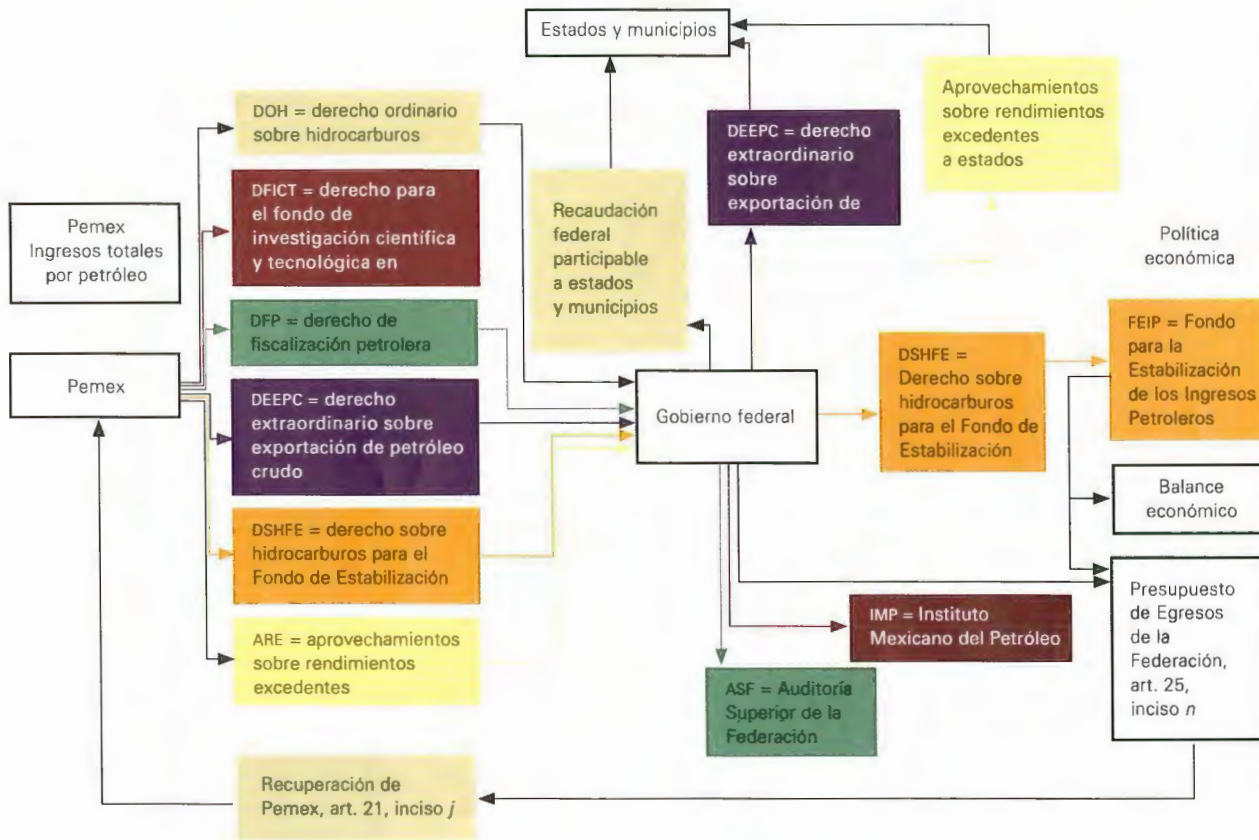
cuando el precio del petróleo es inferior a 20 dólares por barril, a 78.8%, cuando el precio sea superior a 28 dólares. Con estas modificaciones se calculó que Pemex obtendría para el ejercicio fiscal de 2008 ingresos adicionales por un monto cercano a los 35 000 millones de pesos, tomando como referencia un precio de 49 dólares por barril. El 27 de marzo de 2008 el precio fue de 90.02 dólares por barril,⁶ por lo que los ingresos fueron mayores. Respecto al derecho único, se consideran pozos abandonados o en proceso de abandono aquellos que al 31 de diciembre de 2006 cumplieran con las siguientes tres características: primero, un porcentaje significativo de pozos cerrados en relación con los pozos en operación, en comparación con el resto de los campos productivos o un porcentaje significativo de pozos que no hubiesen sido explotados durante 2005 y 2006; segundo, una extracción promedio por pozo no mayor a 300 barriles de crudo equivalente por día, durante los años 2005 y 2006, y tercero, costos de explotación mayores a 13.5 dólares por barril de petróleo crudo equivalente. El derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo y el derecho sobre hidrocarburos para el Fondo de Estabilización no sufrieron cambios con la modificación al régimen fiscal. Sin embargo, de acuerdo con lo establecido en el artículo 1º del dictamen de Ley de Ingresos de la Federación para 2008, de los recursos que genere el derecho sobre hidrocarburos para el Fondo de Estabilización, 28 000 millones de pesos se destinarán a financiar programas y proyectos de inversión aprobados en el Presupuesto de Egresos de la Federación. El resto de los recursos se destinará a lo que establecen la Ley Federal de Derechos y la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria (LFPRH).

Debido a lo anterior, se espera que la recaudación de ingresos petroleros alcance 865 559 millones de pesos,⁷ de los cuales 8 388.9 millones corresponden al nuevo impuesto a las gasolinas y el diésel. Los recursos del derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo crudo que se espera recaudar (aproximadamente 3 573.8 millones de pesos) se destinarán al Fondo para la Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas, hasta llegar al límite que indica la LFPRH. En caso de que este límite se alcance, los recursos provenientes de este derecho se destinarán al Fondo de Reserva de Pensiones (FRP).

6. Precio de la mezcla mexicana de exportación <www.pemex.com>.

7. Centro de Estudios de las Finanzas Públicas, Cámara de Diputados del Congreso de la Unión <www.cefp.gob.mx>.

DISTRIBUCIÓN DE INGRESOS PETROLEROS (RÉGIMEN FISCAL DE PEMEX EN 2006)



Fuente: Centro de Estudios de las Finanzas Públicas, *Régimen fiscal de Pemex 2006*, Cámara de Diputados, CEFP/031/2006, México, 2006.

Por otro lado, los ingresos excedentes deberán destinarse a compensar el incremento en el gasto no programable respecto al presupuestado por concepto de participaciones, el costo financiero derivado de modificaciones en la tasa de interés o del tipo de cambio, la atención de desastres naturales cuando el Fondo de Desastres resulte insuficiente y las erogaciones adicionales necesarias para cubrir los incrementos de los precios de combustibles respecto a los aprobados en la LIF y el PEF correspondientes. El remanente de los ingresos excedentes se destinará al Fondo para la Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas (25%), al Fondo de Estabilización para la Inversión en Infraestructura de Pemex (25%), al Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros (40%) y a programas y proyectos de inversión en infraestructura y equipamiento de las entidades federativas (10%).

En caso de que se llegue al límite del Fondo de Estabilización para la Inversión en Infraestructura de Petróleos Mexicanos, los recursos que sobrepasen ese límite se distribuirán de la siguiente manera:

- 25% a los programas y proyectos de inversión en infraestructura que establezca el PEF, dando preferencia al gasto que atienda las prioridades en las entidades federativas.
- 25% a programas y proyectos de inversión en infraestructura y equipamiento de las entidades federativas. Estos recursos se distribuirán de acuerdo con la estructura del Fondo General de Participaciones.
- 25% a los programas y proyectos de inversión en infraestructura de Petróleos Mexicanos.
- 25% para el Fondo de Apoyo para la Reestructura de Pensiones. ◀CE