



Pemex: ¿Falta de competitividad o excesiva carga tributaria?

.....RICARDO RENDÓN, YOSHIO UEHARA Y DESIREE CORRAL

AUTORES



RICARDO RENDÓN

Coautor/coordinador del artículo.
Socio de Chevez, Ruíz, Zamarripa y Cía., S.C.



YOSHIO UEHARA

Coautor.
Socio de Chevez, Ruíz, Zamarripa y Cía., S.C.



DESIREE CORRAL

Coautor.
Asociada de Chevez, Ruíz, Zamarripa y Cía., S.C.

PEMEX: ¿Falta de competitividad o excesiva carga tributaria?

Introducción

La historia de los hidrocarburos y, en específico del petróleo, ha quedado condicionada a lo largo de los años a las políticas económicas y fiscales que los países productores han adoptado frente a esta industria.

Los hidrocarburos son importantes en las economías mundiales derivado a que en los países con éstas áreas estratégicas, representan un porcentaje significativo de recaudación respecto de la totalidad de los ingresos tributarios de un país. En el caso de México, el ingreso petrolero representa aproximadamente entre el 5.2 y 8.7% del PIB.⁽¹⁾

En algunos países han surgido propuestas para reducir la tributación sobre estos productos; sin embargo, los gobiernos se han resistido a disminuir la tributación a los combustibles, principalmente, basando sus políticas en el dominio de los Estados de la propiedad de las áreas estratégicas de un país; en políticas recaudatorias donde la mayor parte de los ingresos que percibe un país derivan de los gravámenes pagados por compañías petroleras internacionales (de propiedad estatal, privada o mixta), y consecuentemente, en el temor en una disminución de los ingresos tributarios que limitaría la capacidad de los Estados para el financiamiento de sus programas y proyectos, particularmente en infraestructura, salud y educación.

En México, con la llegada del PRI a la presidencia, parece retomarse el tema del petróleo con gran auge, algunos señalan que con el objetivo de privatizarlo⁽²⁾, y otros, que sólo con el afán de cambiar sus políticas organizacionales y económicas.

El presidente Enrique Peña Nieto, con los partidos políticos del PAN, PRD y PRI, publicaron una serie de acuerdos contenidos en el llamado “Pacto por México” que son los compromisos del Estado Mexicano en las diversas áreas económicas y sociales del país, abarcando de manera específica en el punto 2.5 de dicho Pacto, el área de Petróleo y gas.

Dentro de los principales puntos del Acuerdo, el Estado se compromete a mantener en manos de la Nación la propiedad y el control de los hidrocarburos, así como la propiedad de PEMEX como empresa pública. De igual forma, se toca la necesidad de reformas

en el sector energético y fiscal para transformar a PEMEX en una empresa pública productiva de clase mundial; y finalmente, se compromete a realizar reformas para crear competitividad en los procesos económicos de refinación, petroquímica y transporte de hidrocarburos, sin privatizar las instalaciones de PEMEX.

Realmente constituyen compromisos del Estado en una de las áreas estratégicas más importantes del país? La propiedad exclusiva del petróleo e hidrocarburos ha pertenecido y pertenecerá siempre a la Nación conforme lo estipula el artículo 27 de nuestra Constitución y no por mandato presidencial; la necesidad de reformas en el sector energético y fiscal es un tema que se ha discutido a lo largo de los años y que nunca llega a concretarse y; finalmente, para el impulso a los procesos de refinación, petroquímica y transporte de hidrocarburos, se requiere de inversión.

En realidad, México necesita una reforma fiscal que como explicaremos en el presente artículo, disminuya sustancialmente la carga fiscal sobre producción petrolera; se reduzca la base impositiva modificando el límite máximo de reducción en inversiones, costos y gastos mantenido desde 2005; se busque la redistribución de fondos excedentes para obtener recursos a efecto de incrementar la inversión productiva del país y modifica el reparto y destino de los excedentes petroleros; que le ayude a fondear su pasivo laboral, y que le otorgue mayor autonomía presupuestal e inclusive que modifique su estructura organizacional y de gestión.

El objeto del presente trabajo es realizar un análisis comparativo de los regímenes tributarios y la situación económica y financiera de los principales productores petroleros en el mundo, para una vez teniendo un panorama completo a nivel internacional, arribar al caso de México y demostrar que debido a una pobre política tributaria en el país se le imponen a PEMEX cargas tributarias excesivas

⁽¹⁾ Fuente proporcionada por el Centro de Estudios de las Finanzas Públicas con base en datos de la SHCP y el INEGI.

⁽²⁾ Sobre el particular, Luis Videgaray, secretario de Hacienda, declara que la reforma energética que el Congreso de la Unión pudiera discutir no significa la privatización de Pemex: “Ni el presidente ni ningún integrante del gabinete del gobierno han hablado de privatizar Pemex ni sus reservas petroleras... A veces hay quienes quieren equiparar reforma con privatización; lo que el gobierno federal pretende es hacer más moderno y competitivo a Pemex para enfrentar futuros retos”.

en comparación a los demás países del mundo.

Para tal efecto, primeramente se realizará un análisis de los regímenes tributarios en diversos países del mundo, para posteriormente, realizar un análisis financiero de las principales compañías petroleras líderes a nivel internacional tanto privadas como gubernamentales y su influencia e interdependencia en la economía de los países.

Finalmente, se abordará el caso del régimen fiscal de México, y se demostrará que el mismo es superior a los parámetros recaudatorios impuestos en la mayoría de los países, con la imposición de tasas que inclusive exceden los parámetros constitucionales, que acarrea que la mayor parte de las utilidades petroleras de la paraestatal se destinen a la contribución al Gasto Público.

Análisis comparativo de los regímenes fiscales petroleros a nivel mundial

En el sector de Hidrocarburos a nivel internacional, en gran parte de los países con un modelo mixto⁽³⁾, la inversión de capitales juega un gran papel versus lo que conocemos como el “*Government Take*” (la suma total de ingresos para el Estado), pues el inversionista siempre buscará economías con bajas tasas impositivas para obtener un mayor rendimiento en su inversión.

A nivel internacional existen diversos parámetros fiscales que deben tomarse en consideración para decidir invertir en el área estratégica de un país.

El primero de ellos son las regalías que cobra un estado por el uso o explotación de sus recursos, mismas que como observaremos en los principales países productores de petróleo alcanzan hasta un 30% sobre el valor de la producción extraída, siendo en muchos casos negociables, dependiendo de la factibilidad del proyecto o dificultad de extracción del yacimiento petrolífero. Se cobran de manera mensual o anual, y generalmente, la recaudación es en beneficio de los Estados o provincias productoras del Petróleo, o bien, del Gobierno central.

De igual forma, se busca una estabilidad en las cláusulas fiscales de los contratos de licencia que garanticen su inamovilidad durante su vigencia, y un factor relevante tratándose de empresas con un modelo mixto, el “*Product Sharing*”. Esto es, el porcentaje de participación entre el Estado y el particular en la explotación de un campo o yacimiento de petróleo, así como los impuestos o derechos que deban pagarse por dicha actividad, que en la gran mayoría de países se habla de un impuesto sobre la renta por los ingresos obtenidos por la explotación de recursos petroleros que fluctúa entre un 0% hasta un 85%.

Teniendo en cuenta los factores fiscales, los cuales se tornan importantes para que sea atractiva la inversión de capitales en el sector de hidrocarburos, a continuación se analizará el régimen fiscal de cada uno de los países que constituyen algunos de los

principales productores del petróleo a nivel mundial.

El siguiente cuadro muestra los principales países productores de petróleo a nivel mundial, considerando la producción de los mismos.

Países productores mundiales de petróleo*		
1	Arabia Saudita	11,150
2	Rusia	10,210
3	Estados Unidos	9,023
4	Irán	4,231
5	China	4,073
6	Canadá	3,592
7	Emiratos Árabes	3,087
8	México	2,934
9	Kuwait	2,682
10	Irak	2,638
11	Brasil	2,633
12	Nigeria	2,525
13	Venezuela	2,453
14	Algeria	1,885
15	Angola	1,840

Fuente: Central Intelligence Agency, “The World Factbook”
*Datos estimados 2011, miles de barriles diarios.

Dado que no podemos abarcar la totalidad de los regímenes fiscales en materia de hidrocarburos de los países antes mencionados, nos remitiremos a analizar únicamente algunos de los más significativos.

ARABIA SAUDITA

En el Reino de Arabia Saudita, las compañías dedicadas a la producción de petróleo y otros hidrocarburos son sujetas a una tasa de impuesto sobre la renta del 85% respecto de su base gravable. Ésta base imponible se calcula restando las deducciones autorizadas de los ingresos acumulables totales de conformidad con la Ley de Impuesto sobre la Renta de Arabia Saudita.

Asimismo, las compañías saudíes contribuyen en función de los recursos que se produzcan a nivel mundial; sus deducciones incluyen los gastos, siempre y cuando sean incurridos en la generación de un ingreso acumulable o sean incurridos necesariamente en realizar actividades empresariales con el propósito de generar ingresos gravables, sin estar en posibilidad de deducir los gastos de capital.

Las pérdidas generadas por una empresa petrolera, a diferencia de lo que acontece en nuestro país, pueden ser amortizadas indefinidamente. Sin embargo, existe una limitante anual en la amortización de la pérdida de hasta el 25% de las utilidades gra-

⁽³⁾ Modelos Mixtos son aquellos donde el Estado permite la inversión privada en áreas estratégicas.

vables ajustadas para ese año.

Resulta pertinente resaltar que si llegara a haber un cambio del 50% o más en la tenencia accionaria o el control de una empresa, no se permitirán las deducciones de pérdidas incurridas previamente al cambio de tenencia accionaria en los ejercicios subsecuentes a dicho cambio.

Por otra parte, en el Reino de Arabia Saudita se obliga al pago de regalías a tasas que se estipulen individualmente en los Contratos de Concesión Petrolera, siendo dichos pagos deducibles para efectos de calcular la base gravable de compañías dedicadas a la producción petrolera u otras actividades de producción de hidrocarburos.

CANADÁ

Para los efectos de la determinación del impuesto en Canadá, no existe un régimen especial aplicable a los hidrocarburos, existiendo una combinación de regalías e ingresos sujetos a impuestos. En general, se paga un impuesto sobre la renta considerando la tasa del impuesto federal corporativo de 15% y una tasa de impuesto provincial que varía entre 10% y 16%.

Para el ejercicio de 2012, la tasa general del impuesto federal corporativo es de 25%; no obstante ello, dicha tasa se reduce a un 15% derivado de una disminución del 10% sobre el ingreso acumulable de una empresa que haya sido generado en una provincia o territorio.

Incentivos del sector de hidrocarburos. En Canadá, existen principalmente dos incentivos:

Atlantic Investment Tax Credit.-El impuesto sobre la renta puede ser reducido por créditos de inversión gravable al 10% de los gastos que califiquen para tal fin, erogados en el Atlántico canadiense.

El efecto de los incentivos derivados de los créditos de inversión gravable consiste en la reducción de la cantidad de impuesto sobre la renta a enterar, así como la reducción en el costo de adquisición de maquinaria, equipo e inmuebles para el uso primordial de exploración o producción de gas y petróleo, lo que provoca una disminución en el costo del capital.

Deducción inmediata - Scientific research and experimental development, consistente en la acumulación individual de gastos para esos fines que se podrán deducir inmediatamente, sin restricción alguna a una tasa del 100%, y la deducción de gastos que sean elegibles para los créditos de inversión gravable en una tasa del 20%; para empresas privadas de control canadiense la tasa aumenta a un 35%.

Regalías. Canadá impone una tasa del 10% al 45% por concepto de regalías de la corona; sin embargo, existe un régimen especial para la producción de arenas petrolíferas (*oil sands production*), así como para la producción marítima de hidrocarburos, en

específico, aquella producción que se lleve a cabo en los océanos Ártico y Atlántico (*Arctic and Atlantic offshore production*).

En relación con regalías de propiedad absoluta, así como regalías respecto de la producción bruta, es importante destacar que existe una fluctuación considerable en función del caso específico de arrendamiento.

Los productores de hidrocarburos están obligados a efectuar pagos al dueño o propietario del hidrocarburo quien por lo general es el Estado (*regalías de la corona*). La determinación de dichos pagos resulta sumamente compleja y varía de provincia a provincia, según la productividad y el valor neto de la misma.

EMIRATOS ÁRABES UNIDOS

Dentro de los Emiratos Árabes Unidos no existe un impuesto sobre la renta federal como tal, pues aún y cuando cada uno de los Emiratos ha emitido decretos que teóricamente aplican a los negocios establecidos en los Emiratos Árabes Unidos, en la práctica éstas leyes no han sido aplicadas.

Impuestos sobre la extracción de petróleo y gas. Los impuestos son únicamente aplicados a compañías extranjeras de producción de hidrocarburos conforme a contratos de concesión de carácter confidencial que les otorga el gobierno. Dichas compañías también pagan regalías por producción, las cuales son igualmente confidenciales.

Regalías. Únicamente resulta pertinente destacar que las regalías en los Emiratos Árabes Unidos se pagan en base a la producción y las tasas gravables se convienen casuísticamente.

VENEZUELA⁽⁴⁾

Impuesto sobre la renta. El modelo fiscal en relación con hidrocarburos que ejerce Venezuela es a través de empresas mixtas o "*Joint Venture*", con una participación del gobierno de por lo menos el 50%, basado primordialmente en una mezcla de una tasa corporativa de impuesto sobre la renta, pagos de regalías, impuestos indirectos y contribuciones especiales.

La tasa corporativa del impuesto sobre la renta que se aplica es del 50% sobre las utilidades netas anuales o sobre las ganancias de capital.

De igual forma, es importante señalar que la amortización de

⁽⁴⁾ Se publica en la Gaceta Oficial N°37.323 del 13 de noviembre de 2001 el Decreto N°1.510 con Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos, por virtud de la cual el Estado se reserva el desarrollo de las llamadas "actividades primarias" relativas a la exploración de yacimientos, extracción transporte y almacenamiento de hidrocarburos, que realizaría el Estado a través de empresas de su propiedad (PDVSA), o bien donde tenga una participación mayor al 50% del capital social (empresas mixtas o "Joint Venture"). El ejecutivo podría transferir a éstas empresas operadoras el derecho al ejercicio de dichas actividades e inclusive la propiedad de bienes del dominio privado del Estado, así como revocarlos.

pérdidas es por un periodo de 3 años. Las pérdidas generadas en el extranjero no podrán disminuir la base de tributación respecto de ingresos petroleros generados en Venezuela, sino únicamente contra aquellos ingresos provenientes del extranjero por el periodo de 3 años.

Regalías. Respecto de las regalías, se pagará hasta un 33.33% del valor de los hidrocarburos extraídos.

De conformidad con las reformas a la Ley Orgánica de Hidrocarburos en 2006, las regalías que se deberán pagar al Estado equivalen al 30% del crudo extraído; sin embargo, dicha tasa se podrá reducir hasta en un 20% si se comprueba que el yacimiento petrolífero no es económicamente explotable.

Las reformas mencionadas, adicionalmente crearon un impuesto por extracción equivalente a un tercio del valor del hidrocarburo líquido extraído y un arancel de registro del 0.1% del valor del hidrocarburo líquido exportado.

Cualquier compañía que realice actividades empresariales en relación con los hidrocarburos será sujeto de los siguientes impuestos: *i)* Impuesto sobre superficie territorial, *ii)* Impuesto sobre consumo propio, *iii)* Impuesto sobre consumo general, *iv)* Impuesto sobre ganancias de capital, *v)* Impuesto sobre dividendos y el *vi)* Impuesto AMT (la diferencia, si existe entre el 50% de las ventas brutas y la suma de los impuestos pagados en el respectivo año fiscal de impuestos sobre la renta, sobre regalías, sobre renta local y sobre contribuciones especiales subsidiadas).

RUSIA

Las compañías residentes en Rusia están sujetas a una tasa impositiva del 20% sobre utilidades mundiales sin excepción alguna, porcentaje que es aplicable a los ingresos provenientes de actividades de petróleo y gas natural. El impuesto deberá ser enterado a presupuestos federales y locales a tasas de 2% y 18%, respectivamente.

Los cuerpos legislativos de las entidades que conforman la Federación Rusa poseen el derecho de realizar una reducción a la tasa impositiva para ciertas clases de contribuyentes en relación con las cantidades de impuesto a pagar a los presupuestos de dichas entidades, hasta en un 13.5%, por lo que la mínima tasa aplicable será del 15.5%.

Adicionalmente, el impuesto por extracción de minerales grava la extracción del gas natural, gas condensado y crudo indistintamente, ya sea que se trate de un yacimiento terrestre o marítimo, siendo dicho impuesto acreditable contra el impuesto sobre beneficios empresariales establecido en dicho país.

Aún y cuando existen diferentes tratamientos para establecer las tasas aplicables a la extracción de gas natural, el gas condensado y crudo, el gobierno ruso otorga tratamientos especiales indistintamente (incluyendo tasas del 0%) para exploraciones en ciertas

zonas geográficas, como lo son la Península de Yamal o Tatarstan y Boshkortostan, condicionando dicho beneficio a un número de toneladas de gas y crudo extraído por campo de exploración.

Por otra parte, la legislación rusa prevé la celebración de contratos de producción compartida para la exploración y producción de hidrocarburos; sin embargo, éste instrumento jurídico no ha sido utilizado para tal efecto desde 1996, derivado de diversas barreras burocráticas y administrativas.

En materia de aranceles de exportación, existe una variación mensual según el precio del barril de petróleo (estimado en dólares por tonelada) y son determinados por el gobierno ruso mediante el cálculo mensual del precio promedio de la mezcla de los Urales⁽⁵⁾ en los mercados del Mediterráneo y Rotterdam, con base en la siguiente tabla:

Precio actual por barril (USD)	Arancel por barril (USD)
Hasta \$15	0%
Entre \$15 y \$20	35% x (precio actual - 15)
Entre \$20 y \$25	\$1.75 + 45% x (precio actual - 20)
Más de \$25	\$4 + 60% x (precio actual - 25)

En relación con lo anterior, resulta fundamental destacar que el máximo tipo marginal previsto por la ley es del 65%; desde el 1° de octubre de 2011, la tasa del 60% ha sido la aplicable; sin embargo, toda vez que las tasas se revisan mensualmente, se podría aplicar hasta el 65%.

El gobierno ruso establece un arancel especial del 0% para el petróleo extraído de distintos campos petroleros a lo largo del Mar Caspio y el este de Siberia.

Por otro lado, el arancel de exportación aplicable al gas natural es del 30%, mientras que aquel aplicable al gas natural licuado es

⁽⁵⁾ En Rusia se comercializan dos tipos de crudo: **Con carácter medio:** Ural ligero y Ural pesado con API entre 31 y 32 y azufre medio 1,3 a 1,5%.

Los Urales, son el crudo agrio con un contenido de azufre, resultante de la mezcla de petróleos crudos producido en el distrito autónomo de Janti-Mansiisk y Tatarstán. Los principales productores de petróleo Ural son las siguientes Empresas: Rusneft, Lukoil, Surgutneftegaz, Gazpromneft, TNK-VR y Tatneft.

Por lo que hace a las actividades de destilación, purificación y transformación de los hidrocarburos naturales para añadir valor a dichas sustancias y la comercialización de los productos obtenidos, así como refinación, a través de dicho Decreto se permite que sean realizadas conjunta o separadamente por el Estado y particulares.

El petróleo ruso es menos cotizado debido al alto contenido de azufre y carbohidratos cíclicos. En Rusia ultimadamente se tomaron medidas para aumentar el nivel de calidad de los petróleos Urales mediante exclusión en la mezcla del petróleo agrio tártaro. En Rusia el futuro para el grado de calidad de los petróleos Urales es su comercialización en los fuertes mercados de la bolsa Russian Trading System.

Ligeros: Como el Siberia Light.

El petróleo del oeste de Siberia es de calidad aceptable, en el extranjero se le conoce como petróleo liviano de Siberia.

del 0%. Ahora bien, los aranceles de exportación referentes a otros productos petroleros son de un 30% para el crudo, con excepción de la gasolina, cuyo arancel de exportación se encuentra fijado en un 90% del arancel de exportación del crudo.

BRASIL

El régimen fiscal brasileño aplicable a la industria de gas y petróleo consiste en un impuesto sobre la renta corporativo y en recaudaciones por parte del gobierno y terceros. Las empresas residentes en Brasil se encuentran obligadas a pagar impuesto sobre la renta respecto de sus ingresos a nivel mundial a una tasa generalmente topada al 34%, independientemente de que sea una concesión o un contrato de producción compartida.

La tasa del 34% se compone de una tasa de 15% por los ingresos, en adición a una sobretasa de 10% por utilidades que excedan \$ 240,000 reales brasileños en un año y de un impuesto de contribución social sobre la utilidad neta de las empresas a una tasa de 9%.

Las recaudaciones por parte del gobierno y terceros se dividen en:

Bono firma.- Cantidad pagada en una sola exhibición (no puede ser menor al precio establecido por la Agencia Nacional de Petróleo de Brasil) y es enterada por el ganador de la licitación para la exploración y producción de crudo y gas natural, ya sea mediante una concesión o un contrato de producción compartida.

Porcentaje de regalías.- Bajo una concesión, el pago de regalías al Estado varía entre un 5 y 10% del precio referenciado respecto de la producción de petróleo y gas, mientras que bajo un contrato de producción compartida, corresponde al porcentaje del volumen de producción petrolífera, mismo que se determina durante la licitación. Se puede reducir hasta en un 5% del volumen de producción total, considerando riesgos geológicos, cumplimiento de expectativas de producción.

Porcentaje especial de participación.- Aplica únicamente en concesiones y se basa en un porcentaje que varía del 10% al 40%, basado en tablas progresivas, ingresos netos brutos ajustados a regalías, inversiones de exploración, costos de operación, depreciación e impuestos (es decir, se toma en cuenta productividad y riesgos).

Pago por ocupación o retención de territorio.- Aplica únicamente en concesiones otorgadas respecto de grandes volúmenes de producción y se basa en una tabla progresiva que establece la cantidad de km².

Porcentaje de pago del dueño de la tierra.- En concesiones, varía en un rango de 0.5% a 1% de la producción de petróleo o gas sobre los precios referenciados. Bajo contratos de producción compartida aplica únicamente respecto de yacimientos petroleros en territorio brasileño y corresponde a un porcentaje de hasta un 1% del valor de la producción del petróleo y gas.

ESTADOS UNIDOS

El régimen fiscal aplicable para la industria petrolera en los Estados Unidos se encuentra compuesto por un impuesto sobre la renta corporativo, un impuesto estatal por la explotación de recursos naturales y por pagos de regalías.

En relación con el impuesto sobre la renta, se prevé una tasa aplicable a nivel federal del 35% sobre ingresos a nivel mundial, incluyendo ingresos de subsidiarias extranjeras, tasa que incluso es aplicable para empresas no residentes en el país. Los ingresos de empresas no residentes en el país que no están sujetos a la retención o a la protección de tratados, de igual forma se encuentra sujeta a una tasa del 35%. En todos los casos, la tasa referida aplica tanto a actividades petroleras y de gas, como a actividades no petroleras y de gas.

Asimismo, existe un régimen alternativo de mínimo impuesto que requiere cálculo individual, bajo una tasa del 20%. Dicho impuesto afecta a empresas que realicen actividades petroleras y de gas que tengan altas deducciones por lo que hace a costos intangibles de perforación, especialmente en años con bajos ingresos acumulables por dichas deducciones, pérdidas amortizables o precios bajos de materia prima.

En concordancia con este tema, existen diversos incentivos en el sector de hidrocarburos, los cuales consisten en:

Exploración.- Los gastos incurridos de costos intangibles de perforación (*Intangible Drilling Costs*) en relación con propiedades ubicadas en suelo norteamericano son inmediatamente deducibles para efectos de impuesto sobre la renta para productores independientes, mientras que para productores mixtos solamente el 70% es deducible.

Pérdidas fiscales.- Son amortizables hasta en un lapso de veinte años hacia el futuro, siempre y cuando se cumplan los requisitos exigidos de "continuidad de propiedad" (con continuidad se refiere a que no existan cambios de tenencia accionaria en un 50% durante un lapso de tres años).

Crédito gravable por investigación y desarrollo.- Por el momento éste régimen crediticio no se encuentra vigente; sin embargo con anterioridad al 1° de enero de 2012, la legislación fiscal norteamericana otorgaba créditos para gastos en relación con investigación y desarrollo.

Por otra parte, diversos estados norteamericanos establecen un impuesto por la explotación de recursos naturales, tales como el petróleo, carbón o gas.

Por lo que hace a las regalías, se paga al dueño del hidrocarburo entre un 12.5% y 30% (dependiendo el arrendamiento o contrato respectivo) por proyectos realizados en territorio norteamericano (*onshore*).

Para proyectos (*offshore*), las regalías son pagadas al Gobierno Federal (el pago será compartido entre el Gobierno Federal y el

Estado dueño de las aguas donde se encuentre el yacimiento).

El valor neto de dichas regalías consiste generalmente en el precio actual publicado para la producción local (valor neto de la producción “*wellhead value*”) o la ganancia actual generada, menos los costos. Los tipos de costos son por procesamiento, almacenamiento y transporte del petróleo al lugar de venta.

Cabe destacar que en la legislación de Estado Unidos en materia de hidrocarburos no existen impuestos indirectos.

NORUEGA

La legislación noruega posee un régimen fiscal de impuesto sobre la renta que grava actividades de extracción de hidrocarburos en áreas geográficas específicas descritas en la Ley Noruega de Impuestos al Petróleo, cuya tasa consiste en un 78% (28% tasa corporativa ordinaria y 50% tasa especial) sobre las utilidades operativas de las empresas que realicen dichas actividades de extracción. El área geográfica generalmente cubre las actividades llevadas a cabo en las fronteras territoriales nórdicas y en su plataforma continental.

En Noruega, las pérdidas pueden ser amortizadas indefinidamente. Los intereses de dichas pérdidas se establecen anualmente por el Ministerio de Finanzas, cuya tasa en el 2011 fue de 1.9%.

Desde el 1° de enero de 2005, las empresas que realicen actividades de exploración en la plataforma continental noruega podrán solicitar en efectivo el reembolso de los gastos incurridos por cada año con pérdidas fiscales (gastos directos e indirectos, con excepción de los costos de financiamiento) hasta un 78%. Dicha devolución se hará el 22 de diciembre siguiente al ejercicio fiscal en el cual se incurrieron los gastos de exploración.

Derivado de éstas devoluciones de gastos de exploración, se ha abierto la oportunidad de que terceros interesados financien actividades de exploración, por ejemplo, los bancos comúnmente se encuentran dispuestos a financiar entre un 80% y 90% del valor gravable de la devolución por gastos de exploración (el costo base de exploración es entre el 65% y el 70%).

Habiendo explicado los regímenes fiscales de diversos países petroleros en el mundo, se enunciarán las principales compañías petroleras líderes a nivel internacional tanto privadas como gubernamentales, para posteriormente realizar un análisis financiero de las mismas y su influencia en la economía de los países.

Finalmente, cabe destacar que al día de hoy existen diversas propuestas de reformas significativas en la legislación en materia de hidrocarburos en Estados Unidos, las cuales se encuentran actualmente en discusión en el Congreso.

El régimen fiscal petrolero en México

- Marco Regulatorio

El marco regulatorio de la industria petrolera en México en-

cuentra sustento en nuestros artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, delimitando el quehacer del Estado en relación con la explotación de recursos naturales.

Conforme al artículo 25 Constitucional corresponde al Estado Mexicano la rectoría del desarrollo nacional para garantizar que éste sea integral y sustentable.

Acorde con dicho numeral, el sector público tendrá a su cargo de manera exclusiva las áreas estratégicas, como lo son el petróleo, petroquímica básica e hidrocarburos a que refiere el cuarto párrafo del Artículo 28, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos que en su caso se establezcan.

Finalmente, el artículo 27 Constitucional, en su cuarto y sexto párrafo establece que corresponde a la Nación el dominio directo de todos los recursos naturales, así como el petróleo y los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos, o de minerales radioactivos, sin que respecto de éstos puedan otorgarse concesiones ni contratos, ni subsistan los que en su caso se hayan otorgado, teniendo a cargo la Nación la explotación de esos productos en los términos que señala la Ley Reglamentaria respectiva.

De manera congruente con lo anterior, en el artículo 73 de la Constitución, en su fracción X, se faculta al Congreso de la Unión para legislar en toda la República sobre hidrocarburos, y en la fracción XXIX, para establecer contribuciones especiales sobre gasolina y otros productos derivados del petróleo.

- Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional

La Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional, además de reafirmar el dominio directo inalienable e imprescriptible de la Nación de todos los carburos de hidrógeno, incluyendo el petróleo y sus derivados, define las áreas de composición de la industria Petrolera.

Al respecto, señala que la industria petrolera abarca la exploración, explotación, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y ventas de primera mano del petróleo, gas y sus derivados, misma que se llevará a cabo por conducto de Petróleos Mexicanos (en adelante “PEMEX”) y sus organismos subsidiarios, quienes podrán celebrar toda clase de contratos de obras y prestación de servicios con personas físicas o morales.

Por su parte, se establece que será la Secretaría de Energía con la participación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos⁽⁶⁾ y la Comisión Reguladora de Energía quienes establecerán y regularán la industria petrolera y sus actividades.

⁽⁶⁾ El 28 de noviembre de 2008 se publica en el Diario Oficial de la Federación la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, instituyendo la Comisión Nacional de Hidrocarburos como órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía, cuyo objeto primordial es regular la exploración y extracción de carburos de hidrógeno que se encuentren en mantos o yacimientos, así como actividades de proceso, transporte y almacenamiento relacionadas con la extracción y exploración de hidrocarburos.

- Creación de PEMEX

PEMEX nace a la luz del marco de la Expropiación Petrolera mediante Decreto publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de julio de 1938, como un organismo público descentralizado, otorgándosele personalidad jurídica y patrimonio propios. En el artículo 2 de la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, se le reconoce tal carácter, así como su objeto, consistente en la conducción central y la dirección estratégica de todas las actividades que abarca la industria petrolera estatal en los términos de la Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo.

Conforme al artículo 3 de la Ley Orgánica, existen 4 organismos descentralizados de carácter técnico, industrial y comercial, con personalidad jurídica y patrimonio propios: *i)* Pemex-Exploración y Producción (“PEP”), *ii)* Pemex-Refinación, *iii)* Pemex-Gas y Petroquímica Básica y, *iv)* Pemex-Petroquímica.

Al respecto, cabe precisar que PEP ocupa a nivel mundial el tercer lugar en producción de crudo, primero en producción de hidrocarburos costa fuera, noveno en reservas de crudo y doceavo en ingresos.

Ello, es relevante ya que gran parte de los derechos y el impuesto sobre rendimientos petroleros que cobra el Estado Mexicano son cubiertos por PEP, cubriendo PEMEX Refinación, y los otros organismos en gran mayoría, impuestos indirectos (que finalmente repercuten en el consumidor final) o de importación.

- Antecedentes del Régimen Fiscal de Pemex

En el periodo comprendido de 1938 a 1959, existían un gran número de leyes impositivas en el país, que obligaban a PEMEX a pagar diversas contribuciones, productos y aprovechamientos, dentro de las que podemos citar, la Ley del Impuesto sobre Producción del Petróleo y sus Derivados, la Ley del Impuesto sobre la Renta, Consumo de Gasolina y Otros Productos Ligeros del Petróleo.

En adición a los gravámenes antes referenciados, en 1959 el Congreso de la Unión aprueba el conocido “Impuesto Único”, que constituía un impuesto especial que sería aplicable exclusivamente a PEMEX y gravaría sus ingresos brutos.

Así, aparece en la Ley de Ingresos de la Federación publicada en el Diario Oficial de la Federación el 29 de diciembre de 1959, específicamente en su artículo 10, el llamado “Impuesto Especial de Petróleos Mexicanos”. Dicho impuesto consistiría en la aplicación de la tasa del 12% sobre los ingresos brutos de PEMEX sin deducción alguna, comprometiéndose el Gobierno Federal a asumir las participaciones que correspondieran a los Estados, territorios, municipios y al Distrito Federal.

Asimismo, mediante oficio 309-V-3170 de 24 de marzo de 1960, la Dirección de Estudios Hacendarios, Departamento de Subsidios y Exenciones de la Secretaría de Hacienda y Crédito

Público, dictó una resolución en la que señaló que dentro del citado artículo 10 de la Ley de Ingresos de la Federación quedarían comprendidos: Regalías al gobierno federal; redención del adeudo petrolero; intereses del 3% sobre el patrimonio aportado a PEMEX y; cualesquiera otros impuestos, derechos, aprovechamientos y productos establecidos en leyes federales.⁽⁷⁾

Según se desprende de la Exposición de Motivos del Decreto de Creación de dicho gravamen, el impuesto Único sería aplicable únicamente a PEMEX, con la finalidad que de la obtención de buenos resultados pudiera extenderse a otras empresas.

Como se ha opinado en el medio, después de 50 años parece que este régimen fiscal solo sirve para facilitar la captación de ingresos de PEMEX por parte de la Tesorería de la Federación, inclusive a través de anticipos diarios, semanales y mensuales, como veremos en apartados subsecuentes.

Compartimos la opinión del Tratadista Emilio Margain, quien utiliza el caso del impuesto único de PEMEX para ejemplificar un caso de ley privativa prohibida por el artículo 13 Constitucional,⁽⁸⁾ pues como hemos señalado dicho gravamen solo resulta aplicable a dicha paraestatal, y subsidia como precisaremos más adelante gran parte de la recaudación fiscal del país.

Cabe precisar que desde 1960, PEMEX ha venido tributando conforme al régimen fiscal contenido cada año en la Ley de Ingresos de la Federación. Señala Sergio Ramírez Martínez en su artículo denominado “El Régimen fiscal Petrolero: PEP, contratistas y Proveedores”, que el régimen fiscal de PEMEX ha sido y continúa siendo un régimen tributario ruinoso.⁽⁹⁾

- Obligaciones fiscales de PEMEX

De conformidad con el artículo 7 de la Ley de Ingresos de la Federación vigente para el ejercicio fiscal de 2013 (“LIF”), PEMEX y sus organismos subsidiarios estarán obligados al pago de contribuciones y sus accesorios, productos y aprovechamientos, con excepción del impuesto sobre la renta. Dichos enteros se enlistan a continuación:

- a) Derechos sobre Hidrocarburos.
- b) Impuesto especial sobre producción y servicios (por la enajenación de gasolina y diésel).
- c) Impuesto al Valor Agregado.
- d) Impuesto a la Exportación de petróleo, gas natural y sus deriva-

⁽⁷⁾ Ramírez Martínez, Sergio Antonio, *Diversos problemas legales de Petróleos Mexicanos*, tesis profesional, Escuela Libre de Derecho, 1976.

⁽⁸⁾ Señala Emilio Margain Manatou “Petróleos Mexicanos como organismo descentralizado que es, ha consentido la violación al artículo 13 Constitucional, al no impugnar el impuesto que en forma privativa se le exige.” Margain Manatou, Emilio, Introducción al estudio del derecho tributario mexicano, Universidad Autónoma de San Luis Potosí, 1969.

⁽⁹⁾ Ramírez Martínez, Sergio, El Régimen Fiscal Petrolero: PEP, contratistas y proveedores, Energía a Debate, Febrero 12, 2013.

- dos (cuando ejerza su facultad constitucional el Ejecutivo).
- e) Impuesto a los rendimientos petroleros.
 - f) Impuesto a la importación de mercancías.

- Derechos

En términos de lo anterior, y partir de 2006, se establece en el Capítulo XII, Título Segundo de la Ley Federal de Derechos, el nuevo régimen tributario de pago de derechos establecido a cargo de PEP.⁽¹⁰⁾

Dada su sencillez y claridad, retomaremos para su mejor comprensión la clasificación abordada por Sergio Ramírez, en la que divide a los derechos establecidos en dicho Capítulo de conformidad con su fuente de producción y finalidad, como apuntaremos a continuación:

A. Derechos por su fuente de Producción: Se subdividen en *Generales y Especiales*.

a) Derechos Generales:

Derecho Ordinario sobre los Hidrocarburos previsto en el artículo 254 de la Ley Federal de Derechos (LFD).- Constituye la principal carga para PEP. Se centra en gravar la extracción de petróleo crudo y gas natural mediante un pago anual aplicando la tasa del 71.5% a la diferencia que resulte entre el valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año y las deducciones permitidas⁽¹¹⁾. Ejemplificado de la siguiente forma:

Base = Valor de la Extracción

(-) deducciones autorizadas

(establecidas en las fracciones I a VIII del artículo 254)

Acorde con lo dispuesto en el artículo 260 de la LFD y la fracción I del artículo 7 de la LIF, PEP deberá realizar pagos con naturaleza de anticipos a cuenta de dicho derecho. Dichos pagos se realizarán todos los días naturales por \$634,525 pesos durante el año, debiendo efectuar un pago el primer día hábil de cada semana de \$4'453,880 pesos.

b) Derechos Especiales: Es un régimen especial de tributación encaminado a reducir la carga fiscal para los proyectos Paleocanal de Chicontepec y para Aguas Profundas. (Artículo 258 Bis LFD). Dicho Beneficio en 2011 fue extendido para campos marginales o con similares características⁽¹²⁾: *i)* Campos en aguas profundas⁽¹³⁾; *ii)* Campos en el Paleocanal de Chicontepec⁽¹⁴⁾; y *iii)* Campos marginales⁽¹⁵⁾.

Los tres tipos de derechos gravan la extracción de petróleo crudo y gas natural de los campos en el Paleocanal de Chicontepec y de los campos marginales y en aguas profundas. Dichos derechos son los siguientes:

Derecho sobre extracción de hidrocarburos (Art. 257 Ter LFD).-

Este derecho aparece a partir de 2012. Se realiza mediante un pago anual determinado de la aplicación al valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año la tasa del 15% en cada campo, incluyendo el consumo que de ellos realice PEP, así como las mermas por derramas o quema de los productos. El valor de los productos se calcula en términos del artículo 258 de la LFD y la recaudación anual del derecho se destina a cubrir el presupuesto del Fondo de Estabilización de Ingresos Petroleros.

Derecho Especial sobre Hidrocarburos (Art. 257 Quáter LFD).- PEP pagará este derecho por cada campo de extracción de petróleo crudo y gas natural, aplicando la tasa del 30%, a la diferencia que resulte entre el valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el campo de que se trate, incluyendo el consumo que de estos productos efectúe PEP, así como las mermas por derrames o quema de dichos productos y las deducciones autorizadas.

Cuando la producción acumulada del campo de que se trate sea mayor a 240 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, se aplicará la tasa de 36% al valor de la producción que exceda de dicho monto.

Derecho Adicional sobre Hidrocarburos (Art. 257 Séptimus LFD).- PEP pagará este derecho por la extracción de petróleo crudo y gas natural de los campos marginales cuando el valor promedio acumulado anual del petróleo crudo equivalente por barril extraído en el campo de que se trate, sea mayor a 60 dólares de los Estados Unidos de América por barril y se calculará aplicando una

⁽¹⁰⁾ Hasta 2005, PEMEX pagaba tres derechos referenciados en el artículo 7 de la LIF, que gravaban ingresos por venta de bienes y servicios de PEP menos los costos y gastos de bienes y servicios. Dichos derechos eran el derecho sobre extracción del petróleo; el derecho extraordinario sobre extracción de petróleo y el derecho adicional sobre extracción del petróleo.

⁽¹¹⁾ Deducciones permitidas en base a COST CAPS (costos topados): Petróleo crudo y gas asociado extraídos (6.50 dólares) y Gas Natural no asociado extraído (2.70 dólares).

⁽¹²⁾ Las características de los campos eran: i) altos costos de producción; ii) que estuvieran abandonados o en proceso de abandono (CAPAS) y; iii) que cuenten con yacimientos de hidrocarburos extra pesados.

⁽¹³⁾ Aquellos campos de extracción de petróleo crudo y/o gas natural que en promedio sus pozos se encuentren ubicados en zonas con un tirante de agua superior a 500 metros.

⁽¹⁴⁾ Aquellos campos de extracción de petróleo crudo y/o gas natural ubicados en los municipios de Castillo de Teayo, Coatzintla, Coyutla, Chicontepec, Espinal, Ixhuatlán de Madero, Temapache, Papantla, Poza Rica de Hidalgo, Tepetzintla o Tihuatlán, en el Estado de Veracruz, o en los municipios de Francisco Z. Mena, Pantepec o Venustiano Carranza, en el Estado de Puebla.

⁽¹⁵⁾ Aquellos campos de extracción de petróleo crudo o gas natural que formen parte del:

1. Inventario autorizado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, el 26 de febrero de 2009,
2. Inventario autorizado en el Diario Oficial de 18 de noviembre de 2010. Los países con campos maduros de aceite y de gas, tales como el Reino Unido, Noruega y Rusia, han tenido la necesidad de revisar su legislación fiscal para proporcionar estímulos para el desarrollo de campos costosos, tales como los proyectos árticos.

tasa de 52% al resultado que se obtenga de realizar el siguiente procedimiento:

Valor promedio acumulado anual de petróleo crudo equivalente por barril extraído:

(-) 60 usd = Resultado (X) Volumen de petróleo crudo equivalente extraído (X) Tasa: 52% = monto del derecho

B) Derechos por el fin que persiguen:

Derecho para la investigación científica y tecnológica en materia de energía (Art. 254 Bis de la LFD).- PEP estará obligado al pago anual del derecho para la investigación científica y tecnológica en materia de energía aplicando la tasa del 0.65% al valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año. La recaudación de dicho derecho se destinará al Fondo Sectorial CONACYT, así como al Fondo de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico del Instituto Mexicano del Petróleo.

Derecho para la fiscalización petrolera (Artículo 254 Ter LFD).- PEP estará obligado al pago anual del derecho para la fiscalización petrolera aplicando la tasa de 0.003% al valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año. La recaudación de dicho derecho se destinará a la Auditoría Superior de la Federación.

Derecho para regular y supervisar la exploración y explotación de hidrocarburos (Artículo 254 Quáter LFD).- A partir de 2012, PEP estará obligado al pago anual del aplicando la tasa del 0.03 % al valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año. El valor de estos productos se calculará de acuerdo con lo establecido en el artículo 258 de esta Ley y se destinará a cubrir el presupuesto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización (Art. 256 LFD).- Se paga únicamente si en el mercado internacional el precio promedio ponderado del barril de petróleo crudo mexicano exportado excede de 22.00 dólares.

El por ciento a aplicar sobre el valor anual del total de las extracciones de petróleo crudo en el año, será del 1% si el precio excede de 22.00 dólares a 23.00 dólares, en incrementará un 1% por dólar hasta llegar a 31.00 dólares o un precio superior siendo la tasa aplicable el 10%. Se aplicará el por ciento que corresponda al valor anual del petróleo crudo extraído en el año, incluyendo el consumo que del producto efectúe PEP.

La recaudación de este derecho se destina a cubrir el presupuesto del Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros.

Derecho extraordinario sobre la explotación del petróleo crudo (Art. 257 LFD).- PEP estará obligado al pago de este derecho cuando en el mercado internacional el precio promedio ponderado anual del barril de petróleo crudo mexicano exceda del precio considerado en la estimación de los ingresos contenidos en el artículo 1° de la LIF para el ejercicio de que se trate.

El derecho se calculará aplicando la tasa de 13.1% sobre el

valor que resulte de multiplicar la diferencia que exista entre el precio promedio ponderado anual del barril de petróleo crudo y el precio considerado en la estimación de los ingresos, por el volumen total de exportación acumulado de petróleo crudo mexicano en el mismo ejercicio.

Este derecho es acreditable contra el derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización.

La recaudación anual que se genere se destinará a las entidades federativas, a través del Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas.

Una vez expuestos los distintos derechos determinados en la LFD a cargo de PEP, abordaremos las demás obligaciones fiscales a que se encuentra constreñido PEMEX y sus organismos subsidiarios:

- Impuesto especial sobre producción y servicios (IEPS)

El pago de este gravamen se realiza por la enajenación de gasolinas y diésel, y es recaudado por PEMEX-REFINACIÓN en beneficio del Fisco Federal.

Tiene sus antecedentes en la Ley del Impuesto sobre Consumo de Gasolina en vigor en 1933, así como en la Ley del Impuesto sobre Venta de Gasolina en vigor en 1975 y en la Ley del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios en vigor en 1981.

A partir de 1993, el cambio radical del pago de IEPS en relación con lo dispuesto en los ordenamientos fiscales aludidos, es en función de la determinación del precio de las gasolinas y diésel a través de precios de mercados internacionales.⁽¹⁶⁾

El cálculo de dicho impuesto se realizará de conformidad con lo dispuesto en el artículo 2-A de la LIEPS, en cuya fracción I, establece el procedimiento para la determinación de la tasa mensual aplicable para la enajenación de gasolinas o diésel por cada agencia de ventas de PEMEX y sus organismos subsidiarios.

Adicionalmente, en la fracción II de dicho artículo, se prevé el cobro de una cuota por la venta final al público en general en territorio nacional de gasolinas y diésel, sin poder trasladarlo en ningún caso de forma expresa y por separado a los clientes, sino incluyéndolo en el precio correspondiente.

Finalmente, el propio legislador dispuso que los recursos que se recauden por dichas cuotas se destinarán a las entidades federativas, municipios y demarcaciones territoriales conforme lo disponga la Ley de Coordinación Fiscal.

El IEPS a gasolina y diésel ha mermado el dinamismo de los ingresos petroleros, pues se ha visto constantemente una disminución de los ingresos petroleros recabados respecto de los estimados como resultado del alto precio del petróleo en mercados internacionales que impacta de manera directa en elevados precios

⁽¹⁶⁾ Obtenido de la publicación Platt's Oilgram U.S. Markets-can.

de gasolinas y en mantener el precio de venta al público de éstas, generando tasas de impuesto negativas que implican un traslado de recursos hacia el consumidor final.⁽¹⁷⁾

- Impuesto a los rendimientos Petroleros (IRP)

Desde 1993 a través de este gravamen, el legislador ha buscado sentar las bases para que PEMEX transite hacia el Impuesto sobre la Renta, por lo que éste gravamen sigue en gran medida los principios y reglas de dicho impuesto.

Son sujetos directos de dicho impuesto PEMEX y sus organismos subsidiarios a excepción de PEP.

El pago de dicho impuesto se encuentra previsto en el artículo 7, fracción V de la LIF vigente en 2013, determinado aplicando la tasa del 30% al rendimiento neto del ejercicio, entendiendo por rendimiento neto al resultado obtenido de disminuir a la totalidad de los ingresos del ejercicio el total de las deducciones autorizadas en el mismo.

A diferencia de lo que sucede en el caso del régimen global de tributación del impuesto sobre la renta, donde se permite la aplicación de pérdidas fiscales del ejercicio contra las utilidades de diez ejercicios siguientes, en el caso de PEMEX no sucede así.

En efecto, de conformidad con la LIF, de obtener algún organismo subsidiario de PEMEX una pérdida neta y no un rendimiento neto, no se encontrará en posibilidad de disminuirla contra el rendimiento neto de otros ejercicios.

Esto es, PEMEX no se encontrará en posibilidad de aprovechar sus pérdidas netas en ejercicios subsecuentes.

De igual forma que como sucede tratándose de derechos, PEMEX se encuentra obligado a realizar anticipos todos los días naturales por un total de \$2'056,000 pesos durante el año, y el primer día hábil de cada semana del ejercicio fiscal un pago por un total de \$14'432,000 pesos.

Similar a la forma de declaración del impuesto sobre la renta, el IRP debe enterarse mediante declaración ante la Tesorería de la Federación presentada a más tardar el último día hábil del mes de marzo de 2014, pudiendo acreditar contra el impuesto a cargo los anticipos diarios y semanales referenciados.

- Constitucionalidad

Como pudimos observar el impuesto sobre rendimientos petroleros previsto en la Ley de Ingresos de la Federación es un impuesto único y especial para la paraestatal, que impone el Estado de manera privativa, y por ende violatorio del artículo 13 Constitucional⁽¹⁸⁾. Conclusión que es compartida por doctrinarios del Derecho como Emilio Margáin Manatou.

Sin embargo, es de precisar que PEMEX ha venido consintiendo tácitamente con la imposición de dicho gravamen desde su creación, al estarlo pagando año con año al Fisco Federal, por lo que

no podría impugnar un impuesto con cuyas bases de imposición ha consentido.

Aunado a lo anterior, no podemos perder de vista que el petróleo es una de las áreas estratégicas del país respecto de las cuales el Estado tiene pleno dominio y propiedad, y consecuentemente, tiene libre facultad legislativa para imponer los gravámenes que crea necesarios para sufragar sus necesidades y la economía del país.

Por otro lado, suponiendo que bajo el uso del *ius imperium* del Estado, y al tratarse de áreas estratégicas del país se encuentra facultado en beneficio del interés público general en establecer este tipo de recaudación únicamente para la paraestatal, no debemos de perder de vista que el establecimiento de los gravámenes debe cumplir con parámetros constitucionales, como los de ser un gravamen proporcional y equitativo.

Sin embargo, dicho impuesto sobre rendimientos petroleros no cumple con los referidos parámetros constitucionales, pues es un gravamen ruinoso que hace tributar a PEMEX de acuerdo con una capacidad contributiva irreal en contravención a la garantía de proporcionalidad tributaria contenida en el artículo 31, fracción IV Constitucional.

Ello, pues como fue ampliamente explicado el impuesto sobre rendimientos petroleros consiste en la aplicación de una tasa del 30% al rendimiento neto del ejercicio, obtenido de una base gravable en donde la deducción de los gastos se encuentra limitada porcentualmente.

Lo anterior, evidentemente ocasiona que la paraestatal contribuya en función a una base que no refleja su auténtica capacidad contributiva pues limita los gastos en que incurre para generar ingresos a futuro, haciéndola contribuir sobre una base sumamente mayor, circunstancia que nuestra Suprema Corte de Justicia de la Nación ya ha avalado como inconstitucional al violar el artículo 31, fracción IV de nuestra Carta Magna, como lo fue el caso de la limitante en la deducción de PTU.⁽¹⁹⁾

Asimismo, dicho impuesto único es inconstitucional, en la medida en que prohíbe la aplicación en contra del rendimiento

⁽¹⁷⁾ Centro de Estudios de las Finanzas Públicas. Ingresos Petroleros 2001-2007 y su distribución. LXI Legislatura de la Cámara de Diputados.

⁽¹⁸⁾ El artículo 13 Constitucional establece que nadie se le puede aplicar ni ser juzgado por una ley especial o privativa.

⁽¹⁹⁾ RENTA. EL ARTÍCULO SEGUNDO TRANSITORIO, FRACCIÓN XIV, DEL DECRETO POR EL QUE SE REFORMÓ LA LEY QUE REGULA ESE IMPUESTO, AL LIMITAR LA DEDUCIBILIDAD DE LA PARTICIPACIÓN DE LOS TRABAJADORES EN LAS UTILIDADES DE LAS EMPRESAS, VIOLA EL PRINCIPIO DE PROPORCIONALIDAD TRIBUTARIA (LEGISLACIÓN VIGENTE A PARTIR DEL PRIMERO DE ENERO DE 2003). Tesis de jurisprudencia 26/2006. Aprobada por la Primera Sala de la SCJN, en sesión de veintinueve de marzo de dos mil seis. Nota: La tesis 1a./J. 47/2005 citada, aparece publicada en el Semanario Judicial de la Federación y su Gaceta, Novena Época, Tomo XXI, mayo de 2005, página 386.

neto del ejercicio, de pérdidas que la paraestatal hubiese obtenido en ejercicios anteriores.

En efecto, la LIF prohíbe a PEMEX amortizar pérdidas contra los rendimientos netos de ejercicios subsecuentes, lo cual la obliga a tributar al Erario Público conforme a una capacidad contributiva que no es verdadera.

Inclusive nuestra Suprema Corte de Justicia de la Nación en la tesis de rubro “RENTA. FUNCIÓN DE LA DISMINUCIÓN DE PÉRDIDAS FISCALES AMORTIZABLES EN LA MECÁNICA DEL CÁLCULO DEL IMPUESTO RELATIVO”⁽²⁰⁾ señala que la posibilidad de amortizar pérdidas fiscales es una figura jurídica sustractiva que permite disminuir la utilidad fiscal, con las pérdidas fiscales sufridas en anualidades anteriores, y que la aplicación de dicho concepto en la mecánica del impuesto sobre la renta se justifica en el reconocimiento de la continuidad de la operación de la empresa en el tiempo.

De esta manera, puntualiza la Corte, que si bien puede resultar razonable que el fisco requiera cortes anuales para la determinación de la situación jurídica del causante del impuesto sobre la renta, también se reconoce que dicho corte anual -el ejercicio fiscal- no agota el desarrollo ordinario de la empresa, por lo que se permite conjuntar el impacto de las utilidades fiscales presentes con el de las pérdidas fiscales pasadas.

Así, la Corte sostiene que el que se permita en la legislación la amortización de pérdidas fiscales permite reconocer los periodos irregulares de operación de una empresa, durante los cuales puede sufrir una descapitalización para efecto de generar utilidades futuras, dentro del curso normal de sus operaciones.

Concluyendo que es válido que exista un impacto con la disminución de pérdidas fiscales en el mecanismo de determinación del gravamen en cantidad líquida.

De igual forma, se ha pronunciado nuestro Máximo Tribunal respecto a la limitante establecida en el artículo 32, fracción XVII de la LISR, en torno a la deducibilidad de pérdida en venta de acciones, al señalar que resulta violatorio del principio de proporcionalidad tributaria porque al no permitirle su deducción más que en contra de ganancias por el mismo concepto, no permite a los contribuyentes contribuir acorde con su capacidad contributiva.⁽²¹⁾

Ahora bien, tratándose del impuesto sobre rendimientos petroleros, en donde el legislador buscó con el establecimiento del gravamen sentar las bases para que PEMEX transite hacia el Impuesto sobre la Renta, el que no se permita la amortización de pérdidas contra los rendimientos netos de ejercicios subsecuentes, evidentemente se torna en desproporcional.

Lo anterior, pues se convierte en una carga ruinosa, que obliga a PEMEX a contribuir bajo circunstancias que no son acordes con su verdadera capacidad contributiva, como bien lo ha señalado la Suprema Corte de Justicia de la Nación en el caso de pérdidas en

el impuesto sobre la renta, resultando dicho impuesto violatorio del artículo 31, fracción IV Constitucional.

Con independencia de que hemos señalado que existe un consentimiento por parte de PEMEX en cuanto al entero del impuesto sobre rendimiento, en la medida en que existieran modificaciones a dicho gravamen, pudiéramos considerar que se trata de un nuevo acto legislativo susceptible de impugnación.

Ahora bien, las interrogantes son las siguientes: *¿Podría Pemex interponer un amparo? ¿Podría evaluarse una acción de inconstitucionalidad?*

Existen elementos para considerar que PEMEX puede interponer un amparo indirecto impugnando la constitucionalidad de la LIF. Principalmente, partiendo de la base de que es un organismo descentralizado con personalidad jurídica propia y distinta del Estado que cuenta con autonomía presupuestal y patrimonio propio.

Ello, pues concatenando dicha circunstancia con los artículos 103 y 107 Constitucionales, podríamos concluir que es titular de un derecho, que alega la violación de derechos reconocidos Constitucionalmente, que tiene una afectación a su esfera jurídica de manera directa o por virtud de su especial situación frente al orden jurídico.

Por otro lado, la Ley de Amparo prevé como partes en el juicio a los quejosos, definidos como cualquier gobernado que pueda verse afectado por un acto de autoridad, esto es, una persona física o moral (incluyendo personas morales de derecho privado, de derecho social, organismos descentralizados y personas morales de derecho público).

Conforme a lo anterior, podríamos tener herramientas para sostener que PEMEX como organismo descentralizando en su calidad de contribuyente puede acudir en vía de amparo directo a combatir la constitucionalidad del IRP.

Inclusive el hecho de que PEMEX puede acudir a la vía del amparo ya ha sido corroborado por Nuestra Suprema Corte de Justicia de la Nación vía jurisprudencia por contradicción de criterios de rubro “PETROLEOS MEXICANOS. PROCEDE EL JUICIO DE AMPARO INDIRECTO CONTRA ACTOS FISCALES LOCALES, SIN

⁽²⁰⁾ Amparo en revisión 316/2008. Geo Tamaulipas, S.A. de C.V. 9 de julio de 2008. Cinco votos. Ponente: José Ramón Cossío Díaz. Secretario: Juan Carlos Roa Jacobo. [TA]; 9a. Época; 1a. Sala; S.J.F. y su Gaceta; Tomo XXIX, Mayo de 2009; Pág. 93

⁽²¹⁾ RENTA. DEDUCCIÓN DE PÉRDIDAS POR ENAJENACIÓN DE ACCIONES. EL ARTÍCULO 32, FRACCIÓN XVII, DE LA LEY DEL IMPUESTO RELATIVO, VIGENTE A PARTIR DEL 10. DE ENERO DE 2002, VIOLA EL PRINCIPIO DE PROPORCIONALIDAD TRIBUTARIA. Tesis de jurisprudencia 87/2004. Aprobada por la Primera Sala de este Alto Tribunal, en sesión de veintidós de septiembre de dos mil cuatro.

RENTA. DEDUCCIÓN DE PÉRDIDAS POR ENAJENACIÓN DE ACCIONES. EL ARTÍCULO 25, FRACCIÓN XVIII, DE LA LEY DEL IMPUESTO RELATIVO, VIGENTE HASTA EL 31 DE DICIEMBRE DE 2001, VIOLA EL PRINCIPIO DE PROPORCIONALIDAD TRIBUTARIA. Tesis de jurisprudencia 17/2009. Aprobada por la Primera Sala de este Alto Tribunal, en sesión de veinticinco de febrero de dos mil nueve.

QUE DEBA AGOTAR EL MEDIO DE DEFENSA LEGAL PREVISTO EN LA LEGISLACION LOCAL CORRESPONDIENTE.”⁽²²⁾

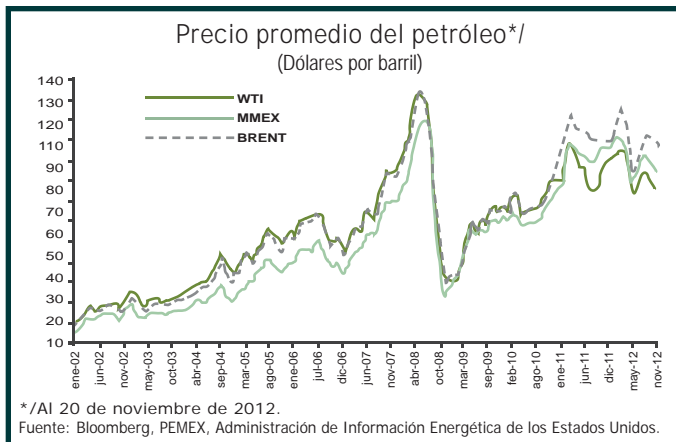
- Otras Contribuciones

PEMEX está obligado en adición a las contribuciones citadas al pago del impuesto al valor agregado, contribuciones por la importación de mercancías y demás impuestos a la exportación de petróleo crudo, gas natural y sus derivados que establezca el Ejecutivo Federal en ejercicio de las facultades que le confiera el artículo 131 Constitucional.⁽²³⁾

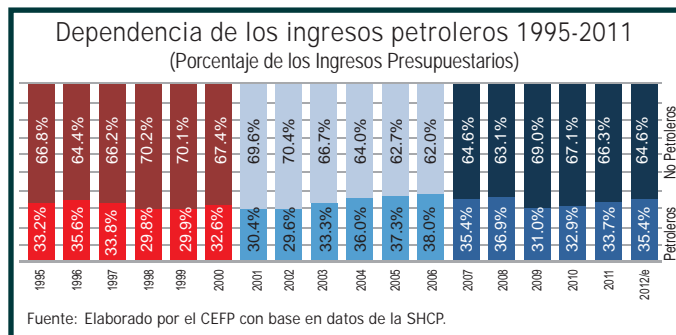
Indicadores de utilidad – PEMEX vs. otras compañías

Ingresos Petroleros vs Recaudación

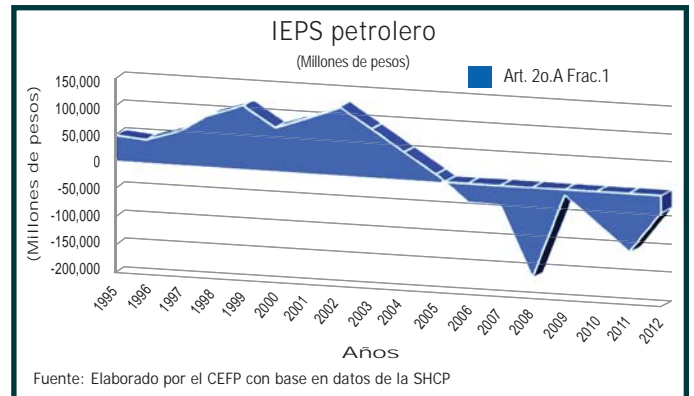
En el periodo de 1995 a 2012, los ingresos petroleros han tenido marcados altibajos, los cuales tienen su origen como mencionamos en el precio del petróleo que es la base para calcular los impuestos y derechos relacionados con la industria.



En el sexenio de Felipe Calderón, a pesar de haberse registrado el mayor número de reformas tanto en materia tributaria como al régimen fiscal de PEMEX, no se logró incrementar el nivel de ingresos no petroleros y la dependencia de los recursos provenientes de la actividad petrolera prácticamente se mantuvo en los niveles promedio registrados en el sexenio previo.



La dependencia que se tiene de los ingresos provenientes de la actividad petrolera no ha sido tan evidente debido a las tasas negativas en el IEPS petrolero, situación que redujo considerablemente los niveles de ingresos provenientes del petróleo.



Es importante mencionar, que entre 2007 y 2011 el subsidio a las gasolinas fue de 598 mil millones de pesos a precios de 2012, equivalentes al 80.4% de los derechos petroleros estimados para el ejercicio fiscal de 2012.

Como podemos ver, a pesar de los esfuerzos realizados respecto a la política tributaria mediante la aplicación de mayores

⁽²²⁾ PETROLEOS MEXICANOS. PROCEDE EL JUICIO DE AMPARO INDIRECTO CONTRA ACTOS FISCALES LOCALES, SIN QUE DEBA AGOTAR EL MEDIO DE DEFENSA LEGAL PREVISTO EN LA LEGISLACION LOCAL CORRESPONDIENTE. El artículo 14 de la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, publicada en el Diario Oficial de la Federación el dieciséis de julio de mil novecientos noventa y dos, establece que todas las controversias nacionales en que sea parte Petróleos Mexicanos o los organismos subsidiarios creados por la misma, a saber: Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Gas y Petroquímica Básica, y Pemex-Petroquímica, serán de la competencia exclusiva de los tribunales de la Federación, cualquiera que sea su naturaleza. Consecuentemente, si por disposición expresa del Congreso de la Unión en la Ley Orgánica referida, se surte la competencia de los tribunales federales en aquellos asuntos en que sea parte Petróleos Mexicanos, debe concluirse que para la procedencia del juicio de amparo indirecto promovido por tal organismo contra actos de las autoridades fiscales locales, no puede exigirse que previamente haya agotado el medio de defensa ordinario que contra dichos actos prevea la legislación local correspondiente, de conformidad con el artículo 73, fracción XV, de la Ley de Amparo, pues ello implicaría desconocer que tratándose de causas de improcedencia sólo puede estimarse que se presentan cuando las situaciones del caso quedan claramente comprendidas en la causal relativa. Debe añadirse que esta conclusión no tiene el efecto de definir si el recurso administrativo previsto en la ley local es o no procedente en relación a Petróleos Mexicanos, puesto que el criterio se circunscribe al problema de la procedencia del amparo en relación con la causal precisada.

PLENO

Contradicción de tesis 30/95. Entre las sustentadas por el Tribunal Colegiado en Materias Administrativa y de Trabajo del Séptimo Circuito y Tercer Tribunal Colegiado en Materia Administrativa del Primer Circuito. 23 de abril de 1996. Unanimidad de once votos. Ponente: Mariano Azuela Güitrón. Secretaria: Lourdes Ferrer Mac Gregor Poisot.

⁽²³⁾ El artículo 131 Constitucional dispone que es facultad privativa del Estado gravar las mercancías que se importen y exporten o que pasen por territorio nacional, así como reglamentar y prohibir su circulación por razones de seguridad o de policía cualquiera que sea su procedencia.

tasas impositivas y de nuevos impuestos, así como de haber incrementado el padrón de contribuyentes a través de la fiscalización se ha logrado un crecimiento limitado en la recaudación de ingresos tributarios.

Se ha buscado disminuir la carga fiscal de PEMEX mediante el establecimiento de nuevos derechos a la extracción de petróleo crudo y gas natural; sin embargo, es un hecho que los altos precios del petróleo registrados durante los últimos años, han evitado que la dependencia petrolera se reduzca y que las finanzas públicas del país tengan déficits importantes.

Atendiendo a informes internacionales se establece que mientras para Petróleos de Venezuela su carga fiscal disminuyó de 89.4 % en 2006, a 66.8% en 2008, en Pemex incrementó, pues en 2006 era del 92.8%, acabando para 2008 en un 117%.

La carga fiscal que asume PEMEX es sumamente alta comparado con las altas cargas impositivas que imponen algunos países del mundo a sus compañías petroleras inclusive de propiedad estatal como lo es Petróleos de Venezuela, S.A.

También en un comparativo internacional, es clara la descompensación de Petróleos Mexicanos en el pago de impuestos respecto a poderosas firmas: en 2009, ExxonMobil erogó por impuestos 15 mil 100 millones de dólares; Royal Dutch Shell, 8 mil 300 millones; Statoil, 16 mil 700 millones; Petrochina, 4 mil 900 millones; Petrobras, 5 mil 200 millones; y Pemex, 40 mil 500 millones de dólares.

Esto es, la carga fiscal impuesta a PEMEX es insostenible. Ante la incapacidad de elevar los niveles de recaudación tributaria mediante las reformas planteadas por el Gobierno, los ingresos petroleros han sido un sustento para las finanzas públicas que tarde o temprano deberá ser sustituido por mecanismos de recaudación que hagan eficiente la obtención de recursos y que acaben con prácticas de evasión fiscal.

A continuación se presenta con detalle la situación financiera de las principales empresas petroleras, así como la de PEMEX.

– PEMEX vs. Otras compañías

Como se explicó previamente, cada país cuenta con un régimen fiscal especial para el sector de hidrocarburos, y México no es la excepción. Lo anterior tiene efectos importantes en los niveles de recaudación que se generan en cada país, ya sea a través de regalías, derechos, impuestos sobre la utilidad, o cualquier otra forma de gravamen al que las compañías del sector estén sujetas.

Ahora, si bien cada país cuenta con regulaciones tributarias específicas que difieren entre sí, es posible identificar el impacto tributario en empresas públicas que se dedican a la extracción de petróleo y actividades relacionadas. Esto es, desde una perspectiva financiera los distintos conceptos tributarios se agrupan contablemente en un rubro denominado

impuestos, por lo que resulta posible realizar un análisis de indicadores de utilidad de las empresas petroleras, así como también de PEMEX.

A continuación se muestra un análisis de diversas compañías representativas del sector de hidrocarburos alrededor del mundo, las cuales se encuentran conformadas por capital privado o cuentan con participación estatal, partiendo de la información financiera públicamente disponible por el ejercicio de 2011⁽²⁴⁾.

- Compañías de capital privado y PEMEX

	Exxon Mobil Corporation (EUA) ^a	Shell (Holanda) ^b	British Petroleum (Reino Unido) ^c	Conoco Phillips (EUA) ^d	Imperial Oil-ESSO (Canadá) ^e
Ingreso total	486,429	484,489	386,463	251,226	30,714
Rendimiento de operación ⁽²⁵⁾	146,733	55,660	47,114	41,308	5,726
Impuestos	104,527	24,475	21,017	28,806	2,355
Rendimiento neto	41,060	30,918	26,097	12,436	3,371
Margen operativo	30.2%	11.5%	12.2%	16.4%	18.6%
Margen neto	8.4%	6.4%	6.8%	5.0%	11.0%
Impuestos/Utilidad operativa	71.2%	44.0%	44.6%	69.7%	41.1%
Impuestos / Ventas	21.5%	5.1%	5.4%	11.5%	7.7%

- ^a Cifras en millones de dólares americanos.
- ^b Cifras en millones de dólares americanos.
- ^c Cifras en millones de dólares americanos.
- ^d Cifras en millones de dólares americanos.
- ^e Cifras en millones de dólares canadienses.

	Marathon Oil Corporation (Canadá) ^a	OAO Lukoil (Rusia) ^b	Total Oil (Francia) ^c	Chevron (EUA) ^d	PEMEX ^e
Ingreso total.	15,282	133,650	184,693	253,706	1,558,429
Rendimiento de operación. ⁽²⁶⁾	4,657	48,254	44,797	63,262	784,532
Impuestos.	2,950	38,428	32,216	36,254	876,016
Rendimiento neto.	2,946	10,357	12,581	26,895	- 91,483
Margen operativo.	30.5%	36.1%	24.3%	24.9%	50.3%
Margen neto.	19.3%	7.4%	6.8%	10.6%	-5.9%
Impuestos / Utilidad operativa.	63.3%	79.6%	71.9%	57.3%	111.7%
Impuestos / Ventas.	19.3%	28.8%	17.4%	14.3%	56.2%

- ^a Cifras en millones de dólares canadienses.
- ^b Cifras en millones de dólares americanos.
- ^c Cifras en millones de euros.
- ^d Cifras en millones de dólares americanos.
- ^e Cifras en miles de millones de pesos mexicanos.

Como se puede observar en los resultados financieros de 2011 de las compañías anteriores, en todos los casos se trata de compañías que registran altos niveles de ingresos, dado el tipo de

- ⁽²⁴⁾ Información financiera más actualizada públicamente disponible.
- ⁽²⁵⁾ Rendimiento calculado como utilidad antes de impuestos sobre ventas, impuestos sobre utilidad y otros impuestos.
- ⁽²⁶⁾ Rendimiento calculado como utilidad antes de impuestos sobre ventas, impuestos sobre utilidad y otros impuestos.

industria y volumen de operaciones que realizan.

Consecuentemente, el nivel de gastos operativos también es importante en relación con su las funciones y riesgos que se asumen en la actividad de extracción petrolera, no obstante en todos los casos las compañías generan rendimientos operativos importantes. De las compañías antes mencionadas, al comparar el rendimiento de operación o margen operativo antes de impuestos, se puede observar que el margen obtenido va de un 11.5% a un máximo de 36.1%.

Usualmente tenemos la idea que PEMEX es altamente ineficiente en su operación ya que se relaciona con ineficiencias administrativas, falta de competitividad, entre otros factores. En este comparativo, PEMEX obtuvo un margen operativo de 50.3% el cual es muy superior al de las demás empresas.

Con base en ello podríamos argumentar que PEMEX, si bien puede tener ineficiencias operativas, aún y con ello resulta operativamente hablando más productiva que las grandes empresas privadas mostradas anteriormente.

Como se ha comentado en el presente, dichas compañías están sujetas a regímenes fiscales específicos, las cuales tributan mediante distintos mecanismos tales como regalías, derechos, impuestos sobre la utilidad, o cualquier otra forma de gravamen en el sector, según el país.

Realizando una comparativa entre el importe de impuestos contribuido en relación al importe de rendimiento operativo obtenido por cada entidad, se puede observar que el pago de impuestos en cualquiera de sus formas ya sea regalías o impuestos a la extracción o utilidad o una combinación de estos, los impuestos representan aproximadamente entre el 41.1% y 79.6% del rendimiento operativo de las entidades. En este sentido, en general, una estimación de la tasa efectiva de impuestos no excedería de 79.6%.

De igual forma, al comparar el importe de impuestos contribuido por cada compañía en relación al ingreso total, se puede observar que el mismo representa aproximadamente entre el 5.1% y 28.8% de las ventas netas.

Es importante destacar que en todos los casos se presentan rendimientos a nivel neto (utilidades después de gastos operativos, financieros e impuestos). Ciertamente, este efecto no es aplicable para PEMEX, ya que su carga contributiva comparada con su margen de operación es mayor al 110%.

- Compañías de capital mixto y gubernamental

A continuación se presenta un análisis económico realizado sobre los resultados financieros de 2011 de distintas compañías del sector de hidrocarburos las cuales se han conformado con participación estatal, ya sea de una forma mixta (participación privada, con participación mayoritariamente estatal) o plenamente propiedad del Estado.

En este caso y como ha sido explicado previamente, PEMEX y sus

subsidiarias forman parte del grupo de compañías del sector de hidrocarburos conformadas por participación estatal en su totalidad.

	PEMEX ^a	Petróleos de Venezuela ^b	PETROBRAS ⁽²⁷⁾ (Brasil) ^c	CNPN ⁽²⁸⁾ (China) ^d
Ingreso total.	1,558,429	124,754	145,915	2,381,278.23
Rendimiento de operación. ⁽²⁹⁾	784,532	35,229	27,184	450,400.80
Impuestos.	876,016	32,086	7,192	319,872.96
Rendimiento neto.	- 91,483	4,583	19,992	105,490.19
Margen operativo.	50.3%	28.2%	18.6%	18.9%
Margen neto.	-5.9%	3.7%	13.7%	4.4%
Impuestos/Utilidad operativa.	111.7%	91.1%	26.5%	71.0%
Impuestos / Ventas.	56.2%	25.7%	4.9%	13.4%

^a Cifras en miles de millones de pesos mexicanos.

^b Cifras en millones de dólares americanos.

^c Cifras en millones de dólares americanos.

^d Cifras en millones de yuanes.

En el mismo sentido que las empresas de capital privado, las compañías con participación estatal en todos los casos obtienen un rendimiento de operación.

Nuevamente, el margen operativo de PEMEX de 50.3% resulta superior al obtenido por otras compañías de participación gubernamental, el cual va de 18.6% a 28.2%.

No obstante lo anterior, existe una gran diferencia entre PEMEX y el resto de compañías analizadas ya sean de capital privado, mixto o estatal, y esta deriva en la carga tributaria, independientemente de si se le llama regalías, derechos, impuestos sobre la utilidad, o cualquier otro.

Analizando la carga tributaria de las demás compañías de participación gubernamental, al ver la proporción de dicho pago de impuestos en relación con su rendimiento operativo, su tributación varía entre el 26.5% y el 91.1% de su rendimiento operativo.

En comparación, la carga tributaria de PEMEX es equivalente al 111.7% de su rendimiento operativo. Esto es, PEMEX paga más impuestos que las utilidades que genera, lo cual se puede traducir en que requiere financiarse para pagar sus impuestos.

De igual forma, al calcular la proporción de impuestos en relación al ingreso total de las compañías de participación gubernamental, el rubro de impuestos representa entre el 4.9% y el 25.7% del ingreso total, mientras que para PEMEX, sus impuestos representan el 56.2% de sus ingresos.

Resulta importante mencionar que si bien PEMEX presentó la mayor rentabilidad a nivel operativo, es la única compañía entre las analizadas, ya sean estas de capital privado, mixto o estatal, que presenta pérdidas a nivel neto. Esta situación es una constante en la paraestatal.

⁽²⁷⁾ Petróleo Brasileiro, S.A.

⁽²⁸⁾ China National Petroleum Corporation.

⁽²⁹⁾ Rendimiento calculado como utilidad antes de impuestos sobre ventas, impuestos sobre utilidad y otros impuestos.

Resultados consolidados	2007	2008	2009	2010	2011
Precios					
Mezcla mexicana de exportación (US\$/b).	61.64	84.38	57.4	72.46	101.00
Gas natural (US\$/MMBtu).	6.91	8.48	4.01	4.68	4.29
Estado de resultados (cifras en miles de pesos, excepto razones financieras).					
Ventas totales.	1,136,035	1,328,950	1,089,921	1,282,064	1,558,429
Variación.		17.0%	-18.0%	17.6%	21.6%
Exportación de crudo y condensados.	542,927	644,418	488,260	592,908	772,965
Ventas en el país de gas natural seco.	78,644	105,436	58,102	67,141	64,469
Ventas en el país de petrolíferos.	473,571	542,687	512,720	584,355	679,236
Rendimiento de operación.	590,431	571,112	428,277	546,457	681,425
Resultado integral de financiamiento.	- 20,047	- 107,512	- 15,308	- 11,969	- 91,641
Impuestos, derechos y aprovechamientos.	677,256	771,702	546,633	654,141	876,016
Impuestos, derechos y aprovechamientos / Ventas totales	59.6%	58.1%	50.2%	51.0%	56.2%
Impuestos, derechos y aprovechamientos / Rendimiento de operación.	114.7%	135.1%	127.6%	119.7%	128.6%
Rendimiento neto	-18,309	-112,076	- 94,662	- 46,527	- 91,483

Fuente: PEMEX, Anuario estadístico 2012.

Lo anterior queda claramente evidenciado en el cuadro de arriba, en el cual se muestran los resultados obtenidos por PEMEX y sus subsidiarias en los últimos años.

Como se observa en este cuadro, en cada ejercicio PEMEX obtiene un rendimiento de operación significativo, en relación a sus ingresos totales. No obstante, invariablemente presenta una pérdida neta, ocasionada por el pago de impuestos, esto es, en cada ejercicio el pago de impuestos, derechos y aprovechamientos de PEMEX es superior al rendimiento de operación obtenido.

En adición a la situación fiscal de PEMEX antes mencionada, la compañía sufre a su vez, de una disminución en la producción anual registrada. En el siguiente cuadro se ilustra la producción anual de los distintos productos de PEMEX en los últimos años.

	2007	2008	2009	2010	2011
Hidrocarburos líquidos	3,471	3,157	2,971	2,953	2,934
Petróleo crudo	3,076	2,792	2,601	2,576	2,550
Condensados y líquidos del gas	395	366	370	377	384
Gas natural (MMpcd)	6,058	6,919	7,031	7,020	6,594
Proceso de crudo	1,270	1,261	1,295	1,184	1,167
Petrolíferos	1,512	1,491	1,525	1,416	1,379
Petroquímicos	11,757	11,973	11,956	13,188	12,384

Fuente: PEMEX, Anuario estadístico 2012.

*Producción en millones de barriles.

La producción registrada por PEMEX sufre año tras año una

caída, la cual genera afectaciones en sus resultados.

Se entiende que una posible alternativa para incrementar la extracción de barriles de petróleo es a través de inversión en tecnología para la exploración y extracción de petróleo en aguas profundas, situación que a PEMEX le es imposible realizar por el régimen fiscal ruinoso que enfrenta.

Desde un punto de vista económico, si PEMEX fuera una entidad de capital privado, difícilmente seguiría operando bajo el mismo esquema o bajo el mismo régimen fiscal, esto es, PEMEX, visto como un modelo de negocio, es insostenible.

Por lo anterior, es necesario que se realicen reformas de fondo al régimen fiscal de PEMEX, los cuales le permitan obtener rendimientos, incrementar su producción, y así poder competir a nivel internacional. Lo anterior es posible toda vez que, como ha quedado demostrado, PEMEX es una compañía operativamente rentable capaz de competir a nivel internacional.

Conclusiones

La gran deficiencia en el sector de hidrocarburos en diversos países del mundo, y en especial en México, se debe a los errores en las políticas de recaudación tomadas por sus respectivos Gobiernos.

Ello, se debe en gran medida por la idea de seguir bajo un régimen dominal donde el Estado es el único propietario y dueño de

todas las áreas estratégicas del país, y consecuentemente, que no se permita la inversión de capitales que aminoren la carga tributaria de empresas propiedad de los Estados dedicadas a la exploración y extracción del petróleo.

En el caso de México, debe colocarse dentro de los grandes temas de la agenda del país, una reforma al régimen fiscal de PEMEX, ya que hoy en día constituye la única empresa petrolera en el mundo gravada con impuestos y derechos por encima de los estándares internacionales.

Como fue expuesto en el presente trabajo, la carga fiscal que asume PEMEX es sumamente alta comparada con las cargas impositivas que imponen algunos países del mundo a sus compañías petroleras.

La carga fiscal impuesta a PEMEX es sumamente ruinosa. La compañía petrolera debe endeudarse para poder pagar al Gobierno Federal los impuestos, derechos y aprovechamientos determinados a su cargo.

Derivado de esta alta recaudación, PEMEX no tiene utilidades que le permitan invertir en el mejoramiento de su infraestructura y capitalizarse, como sucede con la mayoría de las empresas petroleras privadas o gubernamentales en el mundo.

México necesita hacer eficiente su política recaudatoria que le permita la obtención de mayores recursos y que evite a largo plazo la evasión fiscal de un gran número de población en el país, a efecto de incrementar el crecimiento en la recaudación de ingresos tributarios e ir disminuyendo la carga fiscal de la paraestatal.

En resumen, podemos efectuar las siguientes conclusiones:

1. La mayor parte de las compañías petroleras de inversión privada se localizan en países desarrollados, en donde los capitales y la organización de políticas recaudatorias eficientes, han logrado que el PIB de esos países no dependan de los ingresos petroleros.
2. Países en vías de desarrollo, como Venezuela y México,

tienen compañías petroleras de propiedad Estatal; sin embargo, políticas recaudatorias precarias que hacen depender las Finanzas públicas del Estado a ingresos obtenidos de la recaudación de dichas empresas petroleras.

3. En México, existe una constante cada sexenio presidencial, en la necesidad de enfocarse en una reforma petrolera integral que ayude a aminorar la carga tributaria de la paraestatal; sin embargo, hasta el sexenio pasado la dependencia petrolera y el porcentaje de representación de los ingresos petroleros en el PIB del país se ha mantenido como una constante.
4. El Estado impone a PEMEX diversas obligaciones fiscales, y en especial, el impuesto sobre rendimientos petroleros, que constituye un impuesto especial y del todo desproporcional que la hace contribuir sobre parámetros lejos de ser constitucionales y acordes con su capacidad contributiva.
5. Mientras no se eleven los niveles de recaudación tributaria, la economía del país seguirá dependiendo mayormente de los ingresos petroleros y de la recaudación obtenida de la paraestatal.
6. De acuerdo con los compromisos contenidos en el Pacto por México, se busca transformar a PEMEX en una empresa pública de carácter productivo con capacidad de competir en la industria hasta convertirse en una empresa de clase mundial. Para ello, entre otras, resulta indispensable el establecimiento de un régimen tributario acorde con su capacidad contributiva ya que con el régimen tributario actual ninguna empresa podría sobrevivir al estar destinada a obtener pérdidas netas por la obligación de pagar impuestos superiores a sus utilidades.

Concluimos este artículo, con la siguiente frase: *“La clave del crecimiento en las áreas estratégicas de un país es una buena política recaudatoria.”*

México, D.F. abril de 2013.



EDITORIAL MUNDI COMUNICACIONES, S.A. DE C.V.
TELS. 5592 - 2702 Y 5703-1484
MUNDI.COMUNICACIONES@YAHOO.COM.MX

PUBLICADO POR "ENERGÍA A DEBATE"
ENERGIA_ADEBATE@YAHOO.COM.MX
WWW.ENERGIAADEBATE.COM



