



CÁMARA DE DIPUTADOS
LXIII LEGISLATURA



Nuevo régimen fiscal de PEMEX en el contexto de la reforma energética

Elaborado por:
M. en E. Reyes Tépatch Marcial
Investigador Parlamentario

Septiembre, 2016

Av. Congreso de la Unión Núm. 66; Col. El Parque; Delegación. Venustiano Carranza; C.P. 15969, Ciudad de México, Teléfono: 50 36 00 00 ext. 67027 y 67035; Fax: 5628-1300 ext.4726. e-mail:reyes.tepatch@congreso.gob.mx

Nuevo régimen fiscal de PEMEX en el contexto de la reforma energética

Índice General

Contenido	Índice General
Introducción	3
Resumen Ejecutivo	6
1. Tipología de privatizaciones y redefinición de las actividades estratégicas	7
1.1. Tipología de la privatización: exo-privatización y endo-privatización	7
1.2. Nuevo enfoque de las actividades estratégicas	9
2. Marco normativo relacionado con el régimen fiscal de las Empresas Productivas del Estado	10
2.1. Asignaciones a favor de las Empresas Productivas del Estado	10
2.2. Régimen fiscal de las Empresas Productivas del Estado	12
2.3. El Fondo Mexicano del Petróleo	15
3. Carga financiera del régimen fiscal de PEMEX e impacto en sus utilidades	18
3.1. Comparativo del régimen fiscal de PEMEX <i>ex ante</i> y <i>ex post</i> a la reforma	18
3.2. Análisis de las utilidades de PEMEX	19
3.3. Impacto de la carga impositiva en las utilidades de PEMEX	23
4. Medidas para reducir la carga fiscal de PEMEX	28
Conclusiones	33
Bibliografía	34

Introducción

La reforma constitucional en materia energética aprobada por el Congreso de la Unión en el año 2013 y sus leyes reglamentarias en el 2014, clasificó a los segmentos de la industria de los hidrocarburos en cuatro grandes rubros:

- a. Las actividades estratégicas de exploración y extracción de petróleo y gas: cuya explotación se reservó de manera exclusiva para el Estado mexicano, permitiéndose la concurrencia de la inversión pública a través de las Empresas Productivas del Estado vía asignaciones y la inversión privada nacional y extranjera con contratos.
- b. La perforación de pozos exploratorios; pozos en aguas profundas y ultra-profundas y pozos tipo que se utilicen como modelos de diseño asignatarios y contratistas, se otorgan autorizaciones a los asignatarios y contratistas, debiendo contar con autorización de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- c. Los demás segmentos de hidrocarburos se definen como “actividades y servicios de utilidad pública” y están amparadas por un permiso a favor de inversionistas nacionales y extranjeros, destacándose el tratamiento y refinación de petróleo; el procesamiento de gas natural; la exportación e importación de hidrocarburos y petrolíferos; el transporte, almacenamiento, distribución, compresión, licuefacción, descompresión, regasificación, comercialización y expendio al público de hidrocarburos, petrolíferos o petroquímicos, así como la gestión de sistemas integrados.
- d. Para realizar actividades de comercialización de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos en territorio nacional se requerirá de permiso, los cuales se otorgarán a Petróleos Mexicanos (PEMEX), a otras empresas productivas del Estado y a particulares.

Como se puede observar, uno de los impactos de la reforma energética es que modificó el modelo de negocios de esta industria. *Ex ante*, descansaba en dos dependencias del Gobierno Federal. En este paradigma dicotómico, vigente por décadas, PEMEX era el generador de la riqueza al explotar de manera exclusiva todas las cadenas de valor de esta industria, en tanto, la SHCP se apoderaba y administraba las utilidades a través del régimen fiscal que esta paraestatal estaba obligada a cubrir. El brazo recaudador del Gobierno Central mexicano destinaba estos ingresos petroleros al desarrollo nacional a través del financiamiento de los gastos generales de la Nación.

La reforma energética cambió este modelo de negocios en la industria de los hidrocarburos, dejando de ser dicotómico (concentrado en PEMEX y la SHCP), dando paso a nuevos jugadores, coexistiendo actores del sector público con inversionistas privados nacionales y extranjeros, regulados a través de asignaciones, contratos, permisos y autorizaciones.

Con estos instrumentos, el modelo de explotación de los hidrocarburos del país ya no será exclusivo del Estado Mexicano, puesto que es posible la concurrencia de inversión pública interna con el capital privado local y externo. Esto significa que PEMEX, nuestra empresa petrolera por antonomasia, verá reducida su participación en esta industria, debido a que se incorporan otros jugadores, tales como: cualquier otra Empresa Productiva del Estado y las personas físicas y morales, nacionales y extranjeras.

Sin embargo, PEMEX sigue siendo la referencia nacional en materia de hidrocarburos, pese a la reducción paulatina de su participación en este mercado, aún tiene una fuerte presencia en todas las cadenas de valor de nuestra industria petrolera.

En materia fiscal, esta Empresa Productiva del Estado continúa manteniendo una fuerte presencia en los ingresos presupuestarios del Gobierno Federal. En el contexto de la reforma, uno de los rubros más importantes en el ámbito de las finanzas públicas del país sigue siendo el Régimen Fiscal de PEMEX, a través del cual, se definen las obligaciones tributarias (impuestos) y no tributarias (derechos) de la que fue la principal entidad paraestatal del Estado mexicano.

El objetivo de este estudio es analizar el nuevo régimen fiscal de PEMEX (ahora definido jurídicamente como una Empresa Productiva del Estado), en el contexto de la reforma energética, identificando los mecanismos aprobados en el marco jurídico para su participación en los segmentos de la exploración y extracción de hidrocarburos, el régimen de impuestos y derechos al que está obligado a pagar al Gobierno Federal, la relación entre sus utilidades netas y su carga fiscal y la reciente propuesta de reforma para reducir sus obligaciones fiscales, contenida en el *Paquete Económico 2017*.

El análisis se centrará expresamente en la exploración y extracción de hidrocarburos, reservado de manera exclusiva al Estado mexicano, resaltando la participación de PEMEX como Empresas Productivas del Estado en esta actividad a través de las asignaciones. Esto significa que se excluye del estudio la participación privada nacional y extranjera en ambos segmentos estratégico.

Para alcanzar el objetivo de esta investigación se desarrollaron los siguientes apartados:

En el primero, se realiza una tipología conceptual de las privatizaciones, entendiendo a la exo-privatización como un proceso donde el sector público transfirió activos productivos al capital privado nacional y extranjero permitiéndoles invertir en los sectores prioritarios de la economía nacional; la segunda, denominada endo-privatización, no implica transferencias de activos, es un proceso de apertura al capital privado interno y externo para participar junto con las empresas productivas del Estado (antes entidades paraestatales) en las actividades estratégicas de la exploración y extracción de hidrocarburos, antes reservado de manera exclusiva al Estado mexicano.

En el contexto de la endo-privatización, se analiza la manera como se redefinieron las actividades estratégicas de la industria de los hidrocarburos. Asimismo, se establece que las “asignaciones” son la modalidad para que las Empresas Productivas del Estado, incluyendo a PEMEX, participen en estas áreas estratégicas de los hidrocarburos.

En el segundo, se analiza el marco normativo de las “asignaciones” que están reguladas en la *Ley Sobre Hidrocarburos* y del régimen fiscal de las Empresas Productivas del Estado, regulado en la *Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos*. Específicamente, con la reforma aprobada, el nuevo régimen fiscal quedó conformado por el Derechos Sobre Utilidad Compartida, el Derecho de Extracción de Hidrocarburos, el Derecho de Exploración de Hidrocarburos y el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

En el tercero, se realiza un análisis de la carga fiscal que soporta PEMEX dado su nuevo régimen de derechos e impuestos y el impacto que tiene en sus utilidades netas, dado el actual contexto de la crisis internacional de los hidrocarburos que se ha traducido en una caída de los precios de la mezcla mexicana de petróleo de exportación.

En el cuarto, se describe el proyecto de reforma más reciente propuesta por el Ejecutivo Federal al Congreso de la Unión para reducir la carga fiscal de PEMEX, la cual consiste, *grosso modo*, en ampliar las deducciones de costos en los casos de asignaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos en áreas terrestres o someras.

Resumen Ejecutivo

De acuerdo con el análisis financiero realizado para PEMEX, se obtuvo que su utilidad neta fue positiva y creciente entre el 2002 al 2012, pasando de 113 mil 682 millones de pesos (mdp) a 865 mil 918 mdp; entre el 2013 y 2014 descendió aunque fue positiva y significativamente elevada, se estimó en 682 mil 074 y 584 mil 755 mdp, respectivamente. En el 2015, se redujo drásticamente, siendo negativa en 163 mil 195 mdp.

También se observó que los rendimientos netos de PEMEX son negativos después de aplicar su régimen fiscal integral (impuestos y derechos), es decir, registra pérdidas, las cuales pasaron de 19 mil 711 mdp en el 2000 a 76 mil 281 mdp en el 2005. En el 2006 tuvo utilidades netas positivas por 45 mil 252 mdp. Entre el 2007 al 2011 sus pérdidas crecieron sistemáticamente pasando de 18 mil 309 mdp a 106 mil 942 mdp. Nuevamente, en el 2012 tuvo rendimientos netos positivos de 2 mil 600 mdp, y entre el 2013 al 2015 sus números rojos se han incrementado a 170 mil 056 mdp, 265 mil 545 mdp y 712 mil 570 mdp, respectivamente.

La carga que el Gobierno Federal obliga a pagar a PEMEX sistemáticamente ha sido superior a sus rendimientos antes de la aplicación del régimen fiscal. En el 2000, sus utilidades antes de sus obligaciones tributarias eran de 274 mil 057 mdp, los impuestos y derechos petroleros que pagó fueron de 293 mil 768 millones de pesos. Esta tendencia se mantuvo en todo el periodo objeto de estudio con excepción de los años 2006 y 2012. En el 2014, las ganancias antes de la aplicación del régimen fiscal fueron de 480 mil 530 mdp, en tanto la carga fiscal que soportó fue de 746 mil 075 mdp.

La relación entre las utilidades netas y la carga fiscal de PEMEX fue *sui generis* en el 2015, en ese año PEMEX registró pérdidas en sus rendimientos antes de impuestos, y sobre números rojos pagó sus obligaciones al Gobierno Federal que la llevaron a cerrar el año fiscal con una pérdida de 712 mil 570 mdp, es decir, sobre sus utilidades negativas pagó su carga fiscal al Gobierno Federal, particularmente los derechos por exploración y extracción de hidrocarburos.

El indicador financiero que relaciona la carga fiscal / los rendimientos netos antes de la aplicación del régimen impositivo fue mayor que 100, con excepción de los años 2006 y 2012, lo que significa que las obligaciones impositivas de esta empresa petrolera fueron superiores a sus utilidades. Específicamente, en el año 2000 la carga fiscal fue 7.19% superior que las utilidades de PEMEX antes de la aplicación del régimen fiscal, en el 2014 fue superior al 55.26%.

1. Tipología de privatizaciones y redefinición de las actividades estratégicas

La reforma energética aprobada por el Congreso de la Unión en los años 2013 y 2014 nos obliga a replantear el concepto de privatización y de actividades estratégicas, y la vinculación que tiene con la modalidad de las asignaciones, que es el instrumento que permite a las Empresas Productivas del Estado, incluyendo a PEMEX participar en la exploración y extracción de hidrocarburos.

1.1. Tipología de la privatización: exo-privatización y endo-privatización

El proceso de privatización en nuestro país ha transitado por dos etapas: la primera se denomina exo-privatización, donde el sector público transfirió activos productivos al capital privado nacional y extranjero permitiéndoles invertir en los sectores prioritarios de la economía nacional; la segunda, denominada endo-privatización, que es un proceso de apertura al capital privado interno y externo para participar junto con las Empresas Productivas del Estado (antes entidades paraestatales) en la exploración y extracción de hidrocarburos, antes reservado de manera exclusiva al Estado mexicano.

Como lo apuntó Vicher García (2009: pp. 47-151), a partir de la implementación del nuevo modelo económico-administrativo en 1982, se distingue dos olas de reformas del Estado, el primer momento se puso el énfasis en la necesidad de un “menor” Estado por lo cual se realizó la exo-privatización de los activos y servicios ofrecidos desde la esfera pública, para posteriormente iniciar la disertación sobre el “mejor” Estado apoyándose en los principios de la endo-privatización.

Desde este enfoque dual, Guerrero Orozco (2003: p. 10) y Vicher García (*Op Cit*) apuntan que el proceso de exo-privatización del Estado consiste en el procedimiento por el cual la administración pública transfiere la producción de bienes y servicios a la iniciativa privada, a través de la venta de activos (empresas estatales) del sector público al sector privado moviendo al Estado hacia *fuera* del mercado.

La exo-privatización estuvo encaminada a reducir el tamaño del Estado, minimizando al aparato estatal, promoviendo agresivamente su contracción, utilizando la privatización y la liberación de normas, bajo el supuesto de que cualquier acción podría ser ejecutada más eficientemente por el sector privado, libre de los obstáculos del Estado.

Pasaron más de dos décadas después de agotarse la etapa de la exo-privatización para iniciar la endo-privatización del sector de los hidrocarburos, cuyo objetivo, se afirma, fue fortalecer la rectoría del Estado en esta materia, no privatizar. En la iniciativa de reforma constitucional presentada por el Ejecutivo Federal al Congreso de la Unión, su primer eje estratégico consiste en: “El fortalecimiento del papel del Estado como rector de la industria petrolera: Dotarle de nuevas herramientas para la definición y conducción de la política energética

del país, que permita una adecuada y prudente administración del patrimonio petrolero nacional”. (El subrayado es propio).

En esta iniciativa en materia constitucional, se expone como una primera propuesta de reforma: “[Mantener] la propiedad de la Nación sobre los hidrocarburos en el subsuelo, sólidos, líquidos y gaseosos en todo momento”.

Stricto sensu, la reforma energética en materia de hidrocarburos no la podemos calificar de privatizadora. Para S. Bach, citado por Vicher García, privatizar “es un término con el que se ha hecho referencia a la transferencia de activos del sector público al privado, ya sea [...] de propiedad, de gestión, de finanzas o control”. Paul Starr, también citado por Vicher García, entiende este concepto como “un cambio de lo público a lo privado en la producción de [bienes] y servicios”, distinguiendo cuatro tipos de política gubernamental que derivan en privatización, una de ellas es la transferencia de activos públicos a la propiedad privada (tierra, infraestructura y empresas). También empleamos el concepto de exo-privatización para identificar cuando “la administración pública transfirió activos productivos al sector privado moviendo al Estado hacia *fuera* del mercado”.

La reforma al sector de los hidrocarburos no tuvo como centro de su propuesta privatizar o exo-privatizar. Por el contrario, los segmentos de la exploración y la extracción de hidrocarburos quedaron reservado de manera exclusiva para la Nación; PEMEX no se privatizó, solo cambió su naturaleza jurídica de una “entidad paraestatal” a otra “Productiva del Estado”.

Uno de los rasgos centrales de la reforma fue abrir indiscriminadamente la participación del sector privado en la industria de los hidrocarburos. La tercera y cuarta propuesta de esta iniciativa de reforma constitucional establece:

“[Plantear] la incorporación de contratos, que celebre el Ejecutivo Federal, con organismos y empresas del Estado y/o terceros que permitan expandir y hacer más eficientes las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. Autorizar, a partir de permisos otorgados por el Ejecutivo Federal, la participación de terceros en refinación, transporte, almacenamiento y distribución de hidrocarburos sin que se ponga en riesgo la propiedad de nuestros recursos”. (El subrayado es propio). En el contexto de la iniciativa, “la participación de terceros” es la inversión privada nacional y extranjera, aunque cabría recalcar que *stricto sensu* esto no es privatizar.

La apertura de la inversión privada nacional y extranjero en el sector de los hidrocarburos responde a un paradigma denominado endo-privatización, que en su definición más sintética implica que el mercado se ha movido hacia *dentro* del Estado, lo que significa que los terceros, personas físicas o morales, nacionales o extranjeros, pueden incursionar en todos los segmentos de la cadena de valor de la industria de los hidrocarburos, incluyendo las actividades estratégicas, aunque nunca el Estado mexicano renunció a la propiedad de sus activo.

Veamos el proceso de endo-privatización por segmentos:

La exploración y extracción de hidrocarburos fueron actividades definidas como estratégicas, lo que implica que su explotación se reservó exclusivamente para la Nación, aunque no se limitó la posibilidad para que los inversionistas privados, nacionales y extranjeros participen en la generación de valor a través de contratos. La única restricción que se impuso a los actores participantes fue que la producción de hidrocarburos se le entregará al organismo público del Gobierno Federal facultados para administrar los recursos naturales extraídos, porque pertenecen en su totalidad a la Nación.

Por su parte, los segmentos del reconocimiento y exploración superficial de hidrocarburos y las cadenas del valor del petróleo, del gas natural, de los petrolíferos y de los petroquímicos quedaron totalmente liberados a la participación de cualquier tipo de capital a través de permisos y autorizaciones.

De esta manera, de acuerdo con el enfoque endo-privatizador, el Gobierno mexicano continúa siendo propietario de PEMEX, de los hidrocarburos que se extraen del subsuelo. La reforma consistió en eliminar las barreras legales para los participantes del mercado, inversionistas privados nacionales y extranjeros, puedan tener la certeza de participar en estas actividades que antes estaban reservadas al Estado a través de las modalidades de contratos, permisos y autorizaciones.

1.2. Nuevo enfoque de las actividades estratégicas

Otra innovación de la reforma energética fue la manera como se conceptualizan las “actividades estratégicas”. De acuerdo con López Guardiola (2012: pp. 26), éstas se definen como “...el conjunto de actividades económicas [...] reservadas exclusivamente al Estado, bajo la regulación y control del Gobierno Federal, para producir bienes y servicios o explotar recursos fundamentales de la colectividad”.

Agrega que el Estado contará con los organismos y empresas que se requieran para el eficaz manejo de las áreas estratégicas a su cargo para salvaguardar la soberanía nacional y para mantener la rectoría en el desarrollo económico de la población sobre su uso, explotación, aprovechamiento y regulación de las diversas actividades y de los recursos que las conforman en pro del bienestar colectivo.

Dada esta definición, se desprende que antes de la reforma energética, el Estado implícitamente reservaba las actividades estratégicas para la inversión pública, limitando el arribo del capital privado, por ello contaba con organismos y empresas de su propiedad para el manejo eficaz de estas áreas. En esta lógica, a PEMEX se le reservó la explotación de todas las cadenas de valor de los hidrocarburos.

Con la reforma energética, el concepto de “área estratégica” cambia su connotación, siendo coherente con el enfoque de endo-privatización, porque los segmentos de la exploración y explotación al tener esta naturaleza se reservaron exclusivamente al Estado mexicano, aunque su explotación no corre a cargo únicamente de la inversión pública como antaño, ahora confluyen el capital público y privado, nacional y extranjero para generar valor a través de la modalidad de los contratos, con la única restricción que se impuso, que ya se citó, que consiste en que la extracción de hidrocarburos se le entregue en su totalidad a la Nación, que es la legítima propietaria.

2. Marco normativo relacionado con el régimen fiscal de las Empresas Productivas del Estado

El diseño jurídico del régimen fiscal de las Empresas Productivas del Estado está relacionado con la *Ley de Hidrocarburos* donde se regulan las asignaciones, la *Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos* donde se identifican el conjunto de derechos e impuestos que pagan las asignatarias y la *Ley del Fondo Mexicano del Petróleo* donde se define el destino del gasto de los recursos fiscales que las asignatarios pagan al Gobierno Federal por la participación en los segmentos de exploración y extracción de hidrocarburos.

2.1. Asignaciones a favor de las Empresas Productivas del Estado

Tradicionalmente, en el derecho positivo mexicano se recurre a las asignaciones para que los organismos gubernamentales se incorporen a las áreas estratégicas y prioritarias a las que el Estado renuncia. Becerra González, citado por Ramírez Marín (2009; p. 382) estableció que la asignación es “el acto administrativo por el cual se incorpora al patrimonio de las entidades, los derechos para explotar sustancias en zonas determinadas”.

Martínez Morales (2011: p. 273) afirma que “paralelamente al régimen de la concesión existe la figura de la asignación. [Donde] el Estado puede concesionar a los particulares bienes o servicios, pero esto no quiere decir que él no pueda explotar directamente los bienes y servicios que estén dentro de sus atribuciones, de aquí la figura de la asignación”.

Por su parte, Sánchez Gómez (2002; pp. 118-119) afirma que “en cuanto a la asignación también estamos en presencia de un acto jurídico de derecho público que expide la administración pública federal, pero a favor de organismos y dependencias públicas como (Entidades Federativas, Distrito Federal y Municipios), para explotar, disponer y aprovechar bienes del dominio directo de la Nación, por causas de orden público y de necesidad social, especialmente se da para disponer de aguas nacionales o en materia minera...”

En nuestro país existe una larga tradición en materia de asignaciones. Particularmente en materia minera. Ramírez Marín (*Op Cit*, p. 383) establece que “...por medio de la Ley Minera puede adjudicarse a un ente paraestatal los derechos para extraer minerales en algunas regiones del territorio nacional; en este caso pueden coexistir asignaciones y concesiones. (...) Se trata de actos administrativos unilaterales, dirigidos a un ente paraestatal, con cierta similitud a la concesión”.

Respecto a las Aguas Nacionales, Sánchez Gómez (*Ídem*) afirma que “...por mandato constitucional compete a los ayuntamientos municipales prestar el servicio público de agua potable y alcantarillado y para ese efecto tienen que recurrir a solicitar una asignación al Gobierno Federal para extraer y disponer de agua del subsuelo o superficiales para llevar este líquido a las comunidades del municipio.

Conceptuó a la asignación de aguas nacionales como el acto jurídico de derecho público a través del cual el Ejecutivo Federal faculta a las entidades federativas, al Distrito Federal y a los municipios para que exploren, extraigan, exploten, usen y aprovechen aguas del dominio público federal, a fin de que atiendan necesidades vitales de la población en sus circunscripciones territoriales.

Generalmente dichas asignaciones van enfocadas a construir y mantener sistemas de riego, para generar energía eléctrica y para dotación de agua potable y alcantarillado, y ese tipo de resoluciones también pueden ser solicitadas por otras dependencias y organismos integrantes del Poder Ejecutivo Federal en aquellos casos que así lo requieran”.

Dada estas definiciones, podemos afirmar que a través de esta modalidad jurídico-administrativa, el Estado mexicano faculta únicamente a los entes públicos o algún orden de gobierno para participar en la explotación de los bienes y servicios del dominio directo de la Nación, particularmente si reviste el calificativo de ser de “interés público”.

En materia de hidrocarburos, con la reforma energética, las asignaciones son una nueva modalidad para la participación de las Empresas Productivas del Estado en los segmentos estratégicos de la exploración y extracción de petróleo y gas natural. Se regulan en el *Título Segundo, Capítulo I de la Ley de Hidrocarburos*.

Específicamente, en lo relacionado con las asignaciones, éstas se definen en la Ley de Hidrocarburos como “El acto jurídico administrativo mediante el cual el Ejecutivo Federal otorga exclusivamente a un asignatario el derecho para realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en el área de asignación, por una duración específica”.

Los asignatarios considerados en esta *Ley* son PEMEX o cualquier otra Empresa Productiva del Estado que sea titular de una asignación y operador de un área de asignación; esta última se define como la superficie y profundidad determinadas por la Secretaría de Energía, así como las formaciones geológicas contenidas en la proyección vertical en dicha superficie para dicha profundidad, en las que se realiza la exploración y extracción de hidrocarburos a través de una asignación.

En la *Ley de Hidrocarburos* se determina que el Ejecutivo Federal, por conducto de la Secretaría de Energía, podrá otorgar a PEMEX o a cualquier otra empresa productiva del Estado, de manera excepcional, asignaciones para realizar la exploración y extracción de Hidrocarburos. Previo al otorgamiento, la Secretaría de Energía deberá contar con opinión favorable de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, la cual será emitida a través de un dictamen técnico.

PEMEX o las demás Empresas Productivas del Estado, únicamente podrán ceder una asignación de la que sean titulares, cuando el cesionario sea otra Empresa Productiva del Estado, previa autorización de la Secretaría de Energía. Cuando el asignatario decida no continuar con los trabajos de exploración o extracción de hidrocarburos podrá renunciar a la asignación correspondiente. Para lo anterior deberá contar con la aprobación de la Secretaría de Energía y dar aviso a la Comisión Nacional de Hidrocarburos. En este supuesto, el área de asignación será devuelta al Estado, sin cargo, pago, ni indemnización alguna por parte de ésta.

Para cumplir con el objeto de las asignaciones que les otorgue el Ejecutivo Federal, PEMEX y las demás empresas productivas del Estado, sólo podrán celebrar con particulares contratos de servicios para las actividades relacionadas con dichas asignaciones, bajo esquemas que les permitan la mayor productividad y rentabilidad, siempre que la contraprestación se realice en efectivo.

2.2. Régimen fiscal de las Empresas Productivas del Estado

Desde la perspectiva financiera, en la *Ley de Ingresos Sobre los Hidrocarburos* se regula el nuevo régimen fiscal derivado de las actividades de exploración y extracción que PEMEX y las Empresas Productivas del Estado realizan a través de las asignaciones y los contratos que el Gobierno Federal otorga a las personas morales.

En el nuevo régimen fiscal de los hidrocarburos, los recursos financieros que obtiene el Estado mexicano por la exploración y extracción de hidrocarburos se clasifican en tres grandes rubros, los derivados de: contratos, asignaciones y los mixtos (de contratos y asignaciones).

Debido a que el objetivo de este análisis es contextualizar las obligaciones fiscales que PEMEX, como Empresa Productiva del Estado, solo se analizará el régimen de asignaciones y la relación con la carga fiscal que se genera por participar en los segmentos de la exploración y extracción de hidrocarburos, se excluye del estudio los ingresos fiscales por los contratos.

En particular, a través del régimen fiscal de PEMEX se definen las obligaciones tributarias y no tributarias que esta empresa tiene que pagar al Estado mexicano. Es el instrumento que nos permite identificar las tasas y bases gravables de los impuestos y derechos que soporta por la explotación de la actividad petrolera nacional, a través del régimen de asignaciones.

Este régimen fiscal es el instrumento que el Estado mexicano tiene para beneficiarse de la explotación que PEMEX lleva a cabo de los hidrocarburos del país, que de acuerdo con nuestro marco Constitucional, son recursos naturales propiedad de la nación. Para generalizar socialmente los beneficios, la recaudación que realiza el Gobierno Federal por esta actividad los destina al financiamiento de programas gubernamentales de observancia general que se financian vía el gasto público.

Grosso modo, el régimen fiscal de las Empresas Productivas del Estado, incluyendo a PEMEX, se basa en dos tipos de gravámenes: los relacionados con los derechos sobre los hidrocarburos y los impuestos.

Respecto al régimen de derechos, este se conforma de tres:

- a. Derecho por la Utilidad Compartida: los asignatarios estarán obligados al pago anual de este derecho aplicando una tasa del 65% a la diferencia que resulte de disminuir del valor de los hidrocarburos extraídos durante el ejercicio fiscal de que se trate, incluyendo el consumo que de estos productos efectúe el asignatario, así como las mermas por derramas o quema de dichos productos, las deducciones permitidas.
- b. Derecho de Extracción de Hidrocarburos: los asignatarios estarán obligados a pagar mensualmente este derecho, aplicando la tasa que corresponda al valor del hidrocarburo de que se trate extraído en el mes. Las tasas se determinarán empleando los precios de los hidrocarburos en dólares por unidad, según corresponda, conforme a lo siguiente:
 - Al valor del petróleo, cuando su precio sea inferior a 48 dólares por barril, la tasa será del 7.5%, y cuando su precio sea mayor o igual a 48 dólares por barril, la tasa que se aplica es de $[(0.125 * \text{precio del petróleo}) + 1.5]$.
 - Al valor del gas natural asociado, se aplica la tasa siguiente: $(\text{precio del gas natural} / 100)$. Con el gas natural no asociado y si el precio contractual es menor o igual a 5 dólares por millón de BTU, la tasa es de 0%. Si el precio del gas natural está entre 5 y 5.5 dólares por millón de BTU, la tasa aplicada es $[(\text{precio del gas natural} - 5) * 60.5 / \text{precio del gas natural}]$. Si el

precio de gas natural es mayor o igual a 5.5 dólares por millón de BTU, la tasa aplicada es (precio del gas natural/100).

- Al valor de los condensados se le aplica la tasa del 5% si su precio es inferior a 60 dólares por barril; la tasa de $[0.125 * \text{precio de los condensados} - 2.5]$ si el precio es mayor o igual a 60 dólares por barril.
- c. Derecho de Exploración de Hidrocarburos: los asignatarios estarán obligados al pago mensual de este derecho, por la parte del área de asignación que no se encuentre en la fase de producción, de conformidad con las siguientes cuotas: 1 mil 175.42 pesos por km^2 durante los primeros 60 meses de vigencia de la asignación y 2 mil 810.78 pesos por km^2 a partir del mes 61 de vigencia del contrato en adelante.

Respecto a los impuesto, los asignatarios y contratistas están obligados al pago del Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, los contratistas y asignatarios por el área contractual y área de asignación, respectivamente, definida en el contrato o asignación que corresponda. Este impuesto se calculará mensualmente aplicando por cada km^2 que comprenda el área contractual o el área de asignación, las siguientes cuotas: durante la fase de exploración 1 mil 533.15 pesos y durante la fase de extracción 6 mil 132.60 pesos.

Para los efectos de este impuesto:

- a. La fase de exploración comprende desde la formalización del contrato o de la asignación hasta el inicio de la fase de extracción, la cual comprende del inicio de las actividades destinadas a la producción comercial de hidrocarburos hasta que concluye la vigencia del contrato o de la asignación.
- b. El Fondo para Entidades Federativas y Municipios Productores de Hidrocarburos se integrará con los recursos recaudados por este impuesto. Para los efectos del artículo 2 de la *Ley de Coordinación Fiscal*, no se incluirá en la Recaudación Federal Participable, la recaudación total que se obtenga de este impuesto.
- c. Los recursos recaudados se distribuirán entre las entidades federativas adheridas al Sistema Nacional de Coordinación Fiscal y sus municipios conforme a los siguientes criterios:
 - En los casos en que las áreas contractuales o las áreas de asignación se ubiquen en regiones terrestres, el 100% de los recursos recaudados se destinará a la entidad federativa donde se sitúen dichas áreas. Las entidades federativas deberán distribuir al menos el 20% de los recursos a los municipios en donde se encuentren las áreas contractuales o las áreas de asignación, considerando la extensión de las mismas respecto del total

correspondiente a la entidad federativa, de acuerdo con lo establecido en las disposiciones jurídicas aplicables;

- En los casos en que las áreas contractuales o las áreas de asignación se ubiquen en regiones marítimas, el 100% de los recursos recaudados se destinará a las entidades federativas en cuya región se localicen dichas áreas. Éstas deberán destinar al menos el 20% de estos recursos a los municipios que registren daño al entorno social y ecológico derivado de la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos;
- La totalidad de los recursos se deberá destinar a inversión en infraestructura para resarcir, entre otros fines, las afectaciones al entorno social y ecológico. Las entidades federativas y municipios podrán destinar hasta el 3% de los recursos para la realización de estudios y evaluación de proyectos que cumplan con los fines específicos de este Fondo.
- Para recibir los recursos a que se refiere este artículo, las entidades federativas adheridas al Sistema Nacional de Coordinación Fiscal no establecerán ni mantendrán gravámenes locales o municipales en materia de protección, preservación o restauración del equilibrio ecológico y la protección y control al ambiente, que incidan sobre los actos o actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, ni sobre las prestaciones o contraprestaciones que se deriven de los contratos o asignaciones.

2.3. El Fondo Mexicano del Petróleo

En el diseño jurídico de la reforma energética en materia de hidrocarburos, el Fondo Mexicano del Petróleo es el instrumento financiero del Estado mexicano cuyo fin consiste en recibir, administrar, invertir y distribuir los ingresos derivados de las asignaciones y los contratos que las Empresas Productivas del Estado y los inversionistas privados nacionales y extranjeros firmen con el Ejecutivo Federal para explorar y extraer los hidrocarburos del subsuelo.

De acuerdo con esta Ley, el patrimonio del Fondo Mexicano del Petróleo se constituye de los ingresos derivados de las asignaciones y los contratos; el producto de las inversiones que se deriven de sus recursos y por las donaciones o cualquier tipo de aportación provenientes de cualquier persona física o moral.

Los recursos del Fondo Mexicano del Petróleo se asignan a tres prioridades que tienen el siguiente orden de prelación:

- a. El primero, se relaciona con los pagos o contraprestaciones derivados de las asignaciones y contratos que las Empresas Productivas del Estado y las

personas morales, respectivamente, acrediten por explorar y extraer hidrocarburos del subsuelo.

b. El segundo, está relacionado con la función de estabilización y el desarrollo nacional de este Fondo.

- Respecto a la función de estabilización, el Fondo Mexicano del Petróleo es de naturaleza anti-cíclica, lo que implica que parte de los ingresos que conforman su patrimonio se destinan al ahorro para la conformación de dos fondos: para cubrir los riesgos financieros del Gobierno Federal y de los ingresos participables de las Entidades Federativas del país, ante la presencia de shocks de oferta o demanda de origen interno o externo.

En lo relativo con la estabilización de los ingresos presupuestarios del Gobierno Federal y de los ingresos participables de las Entidades Federativas del país, la política de cobertura del riesgo financiero se realiza con los recursos del Fondo Mexicano del Petróleo y con los ingresos excedentes de la hacienda pública central, son instrumentos complementarios, no excluyentes.

En el *artículo 19, fracción IV de la LFPRH*, el Gobierno Federal realiza un ahorro anti-cíclico ante la existencia de ingresos presupuestarios excedentes durante el ejercicio fiscal corriente. Bajo esta hipótesis, los ingresos excedentes primero compensan el incremento en el gasto no programable respecto del presupuestado, por concepto de participaciones; costo financiero de la deuda, derivado de modificaciones en la tasa de interés o del tipo de cambio; adeudos de ejercicios fiscales anteriores; atención de desastres naturales cuando el Fondo en esta materia resulta insuficiente; ampliaciones automáticas para cubrir los incrementos en los apoyos a tarifas eléctricas.

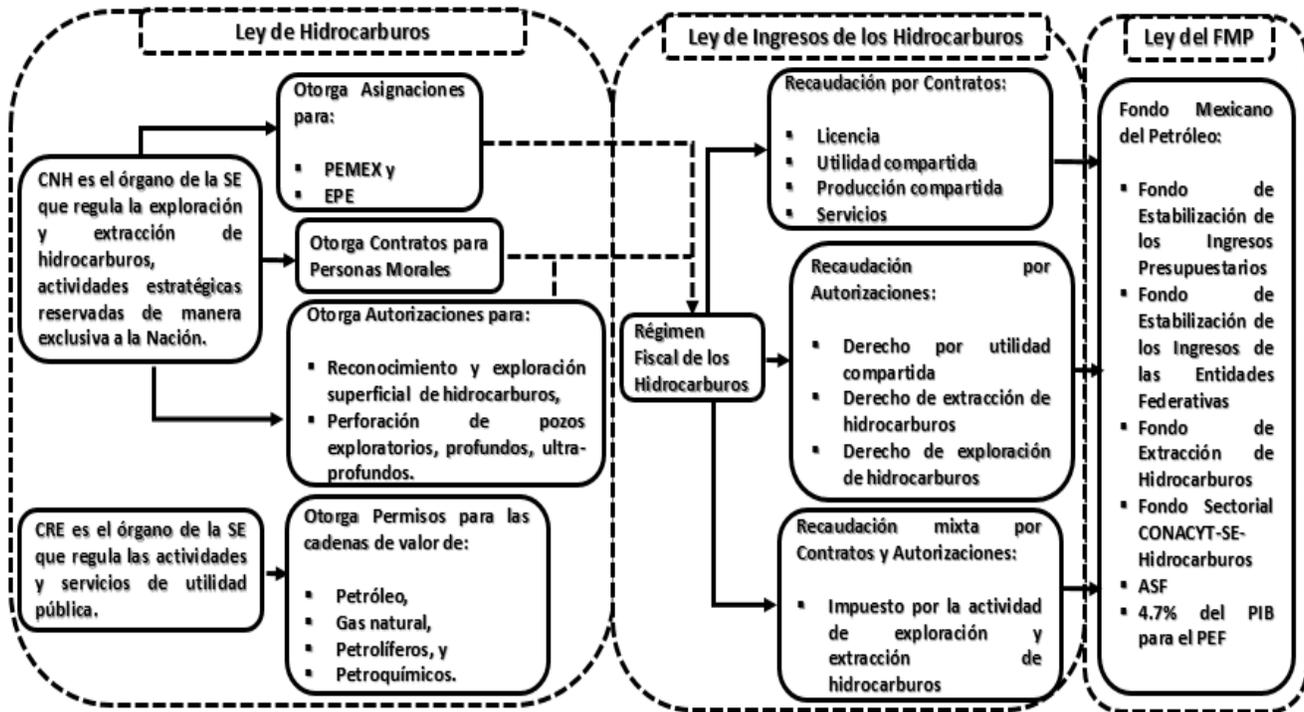
De acuerdo con el *artículo 19, fracción IV de la LFPRH*, si después de cubrir las compensaciones y ampliaciones todavía existieran ingresos excedentes, éstos se asignarán de la siguiente manera: 25% al Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas; 65% al Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios y 10% a programas y proyectos de inversión en infraestructura y equipamiento de las entidades federativas.

Adicionalmente a estas medidas de administración del riesgo con los ingresos excedentes regulados en el *artículo 19, fracción IV de la LFPRH*, con los recursos patrimoniales del Fondo Mexicano del Petróleo el fiduciario debe realizar transferencias ordinarias al Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios y al Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas.

- El siguiente concepto al que se deben destinar los recursos patrimoniales del Fondo Mexicano del Petróleo es al Fondo de Extracción de Hidrocarburos, cuyo destino del gasto está regulado en el *artículo 4-B de la Ley de Coordinación Fiscal*, y tiene como objetivo asignar parte de sus ingresos a las entidades que formen parte de la clasificación de extracción de petróleo y gas. También forma parte del segundo destino de los recursos de este Fondo
 - Adicionalmente, los siguientes rubros del gasto de los recursos patrimoniales del Fondo Mexicano del Petróleo se relacionan con los ingresos que obtenían dos organismos gubernamentales a través de los derechos que PEMEX pagaba a la SHCP, a través de su régimen fiscal. Con la abrogación del esquema de derechos petroleros, el Gobierno Federal trasladó al Fondo Mexicano del Petróleo las obligaciones adquiridas con la Auditoría Superior de la Federación y con el Fondo Sectorial CONACYT-Secretaría de Energía para llevar a cabo la fiscalización de los ingresos por hidrocarburos y para el desarrollo de investigaciones en esta materia, incluyendo los estudios de sustentabilidad.
 - Una de las funciones más importantes que se le asignó al Fondo Mexicano del Petróleo está relacionado con el desarrollo nacional, para ello, se establece que debe destinar los recursos necesarios de su patrimonio para que los ingresos petroleros del Gobierno Federal que se destinan a cubrir el PEF se mantengan en el 4.7% del PIB, incluyendo las transferencias a los municipios colindantes con la frontera o litorales por los que se realice materialmente la salida del país de los hidrocarburos.
- c. Una vez cubierta estas obligaciones, el Fondo Mexicano del Petróleo debe administrar los recursos remanentes para su reserva, con el objeto de generar ahorro de largo plazo del Gobierno Federal, incluyendo inversión en activos financieros. Los recursos correspondientes a la reserva del Fondo podrán ser transferidos de manera extraordinaria a cubrir erogaciones del PEF. Lo anterior, incluyendo las transferencias que se realicen, cuando la reserva sea mayor al 3% del PIB. Esta es el tercer destino del Fondo.

En el diagrama número 1, se expone el nuevo modelo de negocios de la industria de los hidrocarburos en México, relacionándose las asignaciones (Ley de Hidrocarburos) con el régimen de impuesto y derechos de las Empresas Productivas del Estado (Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos) y el destino del gasto de esta recaudación (Ley del Fondo Mexicano del Petróleo).

Diagrama No. 1. Modelo de negocios de la industria de los hidrocarburos *ex post* a la reforma energética



3. Carga financiera del régimen fiscal de PEMEX e impacto en sus utilidades

PEMEX en su etapa de entidad paraestatal fue altamente rentable, pese a los excesos salariales de la alta dirección que los dirige, el crecimiento de su aparato burocrático-administrativo y las irregularidades ampliamente documentadas de su organización sindical. Sin embargo, la carga fiscal que soporta hace que su situación financiera pase de números negros a rojos.

3.1. Comparativo del régimen fiscal de PEMEX *ex ante* y *ex post* a la reforma

Del análisis comparativo *ex ante* y *ex post* del régimen fiscal de PEMEX presentado en el cuadro comparativo No. 1, observamos que el número de derechos que esta Empresa Productiva del Estado paga como prestaciones al Gobierno Federal se han reducido. Antes de la reforma, se conformó hasta de nueve derechos: el Ordinario sobre Hidrocarburos; para la Investigación Científica y Tecnológica en Materia de Energía; para la Fiscalización Petrolera; para Regular y Supervisar la Exploración y Extracción de Hidrocarburos; sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización; Extraordinario sobre la Exportación de Petróleo Crudo; además de tres derechos por la extracción de petróleo crudo y gas natural en los campos del Paleocanal de Chicontepec, de Aguas Profundas y Campos Marginales, eran el Derecho Sobre Extracción de Hidrocarburos, el Especial Sobre Hidrocarburos por la Extracción de Petróleo Crudo y Gas Natural y el Adicional Sobre Hidrocarburos.

El régimen vigente se conforma únicamente de 3 derechos: por la Utilidad Compartida, de Exploración de Hidrocarburos y de Extracción de Hidrocarburos. Desde esta perspectiva, dado el menor número de derechos que conforman el nuevo régimen, pareciera que la carga fiscal que PEMEX paga al Gobierno Federal por la explotación de los segmentos de exploración y extracción de hidrocarburos se ha reducido.

Sin embargo, los antecedentes de este régimen fiscal evidencian un rasgo *sui generis*: su principal fuente de recaudación es producto de un derecho que afecta significativamente sus ingresos, al impactar el valor de las ventas de petróleo y gas natural. Antes de la reforma, era el “Derecho Ordinario Sobre Hidrocarburos” que aplicaba una tasa del 71.5% sobre la diferencia que resultaba entre el valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año y las deducciones permitidas.

Con la reforma, éste se modificó por el “Derecho de Utilidad Compartida” que aplica una tasa del 65% a la diferencia que resulte de disminuir del valor de los hidrocarburos extraídos y las deducciones permitidas. El resto de los derechos tienen impactos marginales en las finanzas de esta empresa petrolera.

Ambos derechos son altos respecto a las utilidades de PEMEX, después de aplicar las deducciones permitidas, las tasas pasaron del 71.5 a 65%. El ahorro que esta Empresa Productiva del Estado obtuvo con el nuevo régimen fiscal es del 6.5% del valor de sus ventas, respecto a la tasa que aplicaba el Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos.

De esta manera, aunque sean menos los derechos que actualmente PEMEX tiene que pagar al Gobierno Federal, mantiene el que tiene como función central extraer las utilidades de la empresa antes de aplicar el régimen de impuestos y derechos, para favorecer los ingresos presupuestarios del Gobierno Federal.

En otras palabras, lo que se modificó fue el paradigma fiscal aunque su naturaleza extractiva continúa. Llama la atención que el derecho vigente se llama de “Utilidad Compartida”, que presupone que las ganancias de PEMEX se distribuyen entre esta entidad y el Gobierno Federal, aunque en una proporción desequilibrada porque éste último se apropia del 65% de las utilidades y le deja a la empresa petrolera el 35% para que enfrente su compleja situación financiera. Compartir utilidades con criterios de equidad implicaría una relación de al menos 50% para cada actor.

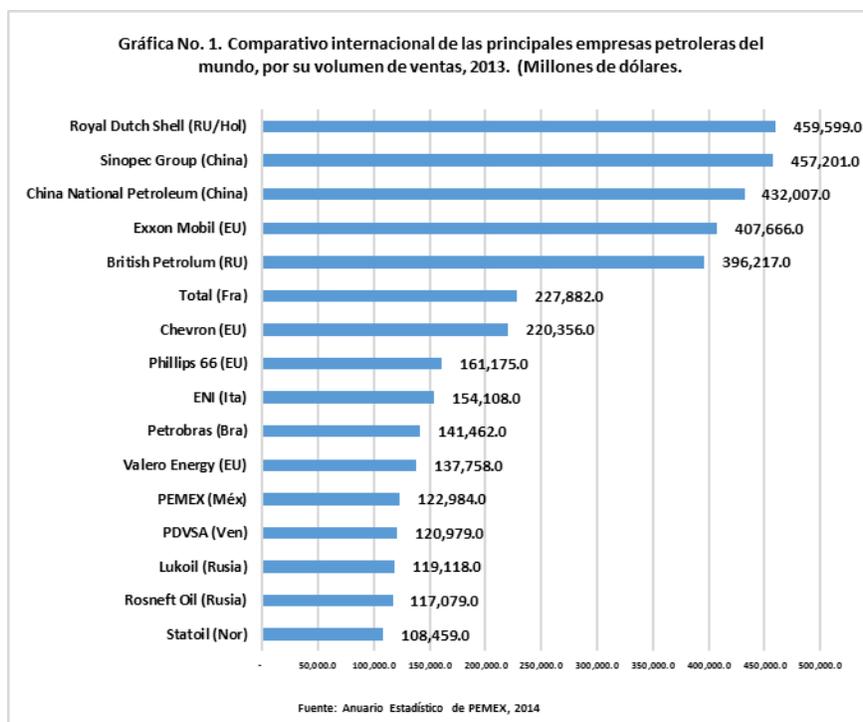
3.2. Análisis de las utilidades de PEMEX

Desde la perspectiva comparativa, esta empresa petrolera es una de las más importantes del mundo, si tomamos como punto de referencia sus ventas. De acuerdo con su *Anuario Estadístico, 2014*, en el ejercicio fiscal 2013 era la doceava compañía con las mayores ventas, las cuales fueron equivalentes a 122 mil 984 millones de dólares, superada por la transnacional *Shell* del Reino Unido y

Holanda, *Exxon Mobil* y *Chevron* de Estados Unidos, *British Petroleum* del Reino Unido, *Petrobras* de Brasil, entre otras. Sus ingresos fueron superiores a PDVSA de Venezuela, *Rosneft Oil* y *Lukoil* de Rusia y *Statoil* de Noruega. (Ver gráfica número 1).

Cuadro comparativo No. 1. Régimen fiscal de PEMEX ex ante y ex post a la reforma energética.

Régimen fiscal ex ante a la reforma, cuando PEMEX era una entidad paraestatal 1/	Régimen fiscal ex post a la reforma, desde que PEMEX es una Empresa Productiva del Estado 2/
Derecho Ordinario Sobre Hidrocarburos: se aplicaba una tasa del 71.5% sobre la diferencia que resultaba entre el valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año y las deducciones permitidas.	Derecho por la Utilidad Compartida: aplica una tasa del 65% a la diferencia que resulte de disminuir del valor de los hidrocarburos extraídos las deducciones permitidas.
Derecho para la Investigación Científica y Tecnológica en Materia de Energía: se aplicaba la tasa del 0.65% al valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año.	
Derecho para la Fiscalización Petrolera: se aplicaba la tasa de 0.003% al valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año.	
Derecho para Regular y Supervisar la Exploración y Extracción de Hidrocarburos: se aplicaba la tasa del 0.03% al valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año.	Derecho de Exploración de Hidrocarburos: los asignatarios están obligados al pago de este derecho, por la parte del área de asignación que no se encuentre en la fase de producción, se aplicarán las siguientes cuotas: 1 mil 175.42 pesos por km ² durante los primeros 60 meses de vigencia de la asignación y 2 mil 810.78 pesos por km ² a partir del mes 61 de vigencia del contrato en adelante.
Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización: se aplicaba cuando en el año el precio promedio ponderado del barril de petróleo crudo exportado excedía 22 dólares.	
Derecho Extraordinario sobre la Exportación de Petróleo Crudo: se aplicaba la tasa de 13.1% sobre el diferencial de precios promedio ponderado anual observado y estimado, multiplicado por el volumen total de exportación de petróleo crudo mexicano.	
Derechos por la Extracción de Petróleo Crudo y Gas Natural para los Campos del Paleocanal de Chicontepec, de Aguas Profundas y Marginales:	Derecho de Extracción de Hidrocarburos: se aplica la tasa que corresponda al valor del hidrocarburo de que se trate
<ul style="list-style-type: none"> • Derecho Sobre Extracción de Hidrocarburos: se aplicaba la tasa del 15% al valor anual del petróleo crudo y gas natural extraído en los campos referidos. • Derecho Especial Sobre Hidrocarburos por la Extracción de Petróleo Crudo y Gas Natural: se aplicaba la tasa del 30%, a la diferencia que resultaba entre el valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en los campos referidos. • Derecho Adicional Sobre Hidrocarburos: se aplicaba una tasa de 52% al resultado que se obtenía de realizar el siguiente procedimiento: se calculaba la diferencia entre el valor promedio acumulado anual del petróleo crudo equivalente por barril extraído en el campo de que se tratare y 60 dólares. El resultado que se obtenía se multiplicaba por el volumen de petróleo crudo equivalente extraído en los campos referidos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Al valor del petróleo, cuando su precio sea inferior a 48 dólares por barril, la tasa será del 7.5%, y cuando su precio sea mayor o igual a 48 dólares por barril, la tasa que se aplica es de $[(0.125 * \text{precio del petróleo}) + 1.5]$ • Al valor del gas natural asociado, se aplica la tasa siguiente: $(\text{precio del gas natural} / 100)$. Con el gas natural no asociado y si el precio contractual es menor o igual a 5 dólares por millón de BTU, la tasa es de 0%. Si el precio del gas natural está entre 5 y 5.5 dólares por millón de BTU, la tasa aplicada es $[(\text{precio del gas natural} - 5) * 60.5 / \text{precio del gas natural}]$. Si el precio de gas natural es mayor o igual a 5.5 dólares por millón de BTU, la tasa aplicada es $(\text{precio del gas natural} / 100)$. • Al valor de los condensados se le aplica la tasa del 5% si su precio es inferior a 60 dólares por barril; la tasa de $[0.125 * \text{precio de los condensados}] - 2.5$ si el precio es mayor o igual a 60 dólares por barril.
	Impuesto por la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos: se calcula aplicando por cada km ² que comprenda el área de asignación, las siguientes cuotas: durante la fase de exploración 1 mil 533.15 pesos y durante la fase de extracción 6 mil 132.60 pesos.
Elaboración por la Subdirección de Análisis Económico adscrita a la Dirección de los Servicios de Investigación y Análisis de la Dirección General de los Servicios de Documentación, Información y Análisis de la Cámara de Diputados con información de la Ley Federal de Derechos y la Ley de Ingresos de Hidrocarburos.	
1/ Título Segundo, Capítulo XII "Hidrocarburos", de la Ley Federal de Derechos. Texto derogado	
2/ Ley de Ingresos de Hidrocarburos	



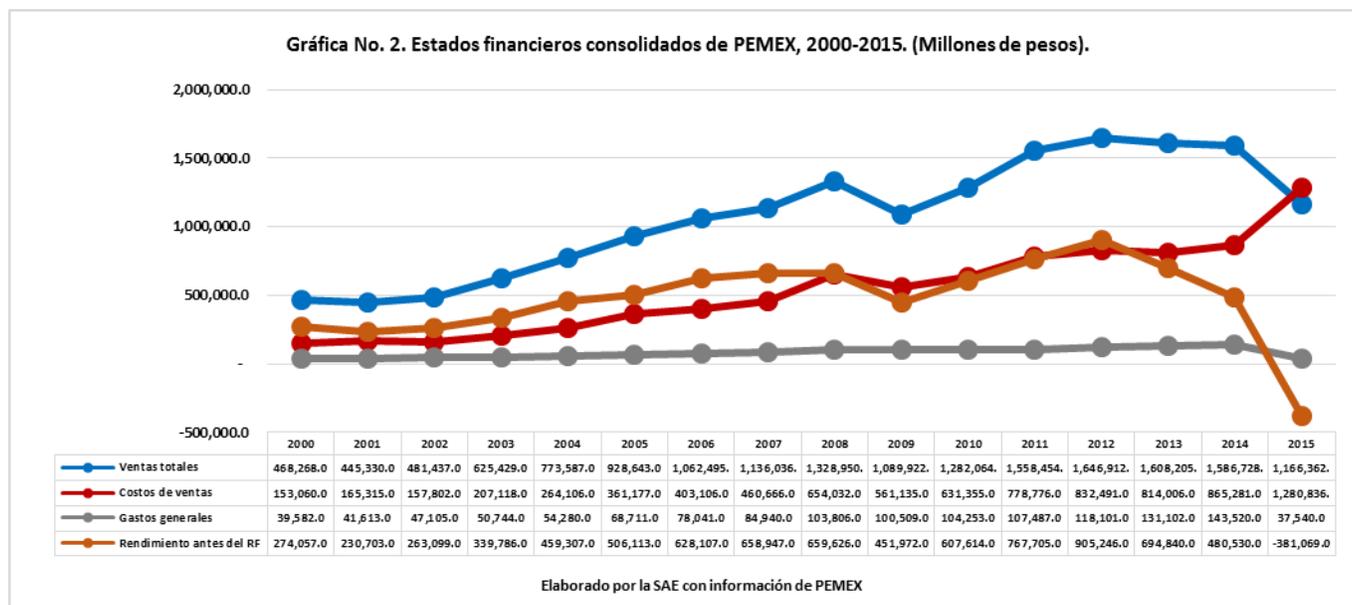
De acuerdo con los *Estados Financieros de PEMEX*, sus ventas totales en moneda nacional, conformadas por las realizadas en el país y sus exportaciones, mantuvieron una tendencia creciente entre el 2000 y 2013, pasando de 468 mil 268 mdp a 1 billón 608 mil 205 mdp. La crisis del mercado mundial de los hidrocarburos que se ha traducido en una caída de los precios de la mezcla mexicana de petróleo de exportación, afectando significativamente sus ventas internas y externas. Entre el 2014 y 2015 éstas se redujeron a 1 billón 586 mil 728 y 1 billón 166 mil 362 mdp, respectivamente. (Ver gráfica número 2).

Para obtener los rendimientos de PEMEX antes de la aplicación de su régimen fiscal, a los ingresos obtenidos por las ventas internas y externas de esta empresa productiva se le disminuyen los costos de ventas y los gastos generales.

Los costos de ventas de PEMEX también han sido crecientes e inerciales, puesto que ante la caída de los precios internacionales del petróleo, éstos no se redujeron. En el 2000 ascendían a 153 mil 060 mdp, en el 2014 fueron de 865 mil 281 mdp y en el 2015 de 1 billón 280 mil 836 mdp. En este último año estos costos fueron superiores a las ventas totales. (Ver gráfica número 2).

Los gastos generales de PEMEX son por distribución y administración, también se han incrementado debido al aumento de las ventas totales. En el año 2000 eran de 39 mil 582 mdp, en el 2014 fueron de 143 mil 520 mdp, reduciéndose en el 2015 a 37 mil 540 mdp, coincidiendo con la caída de los precios internacionales del petróleo. (Ver gráfica número 2).

Los rendimientos operacionales de PEMEX (ingresos menos costos de ventas y gastos generales) antes de la aplicación de su régimen fiscal fueron positivos y crecientes. En el 2000 ascendieron a 274 mil 057 mdp, en el año 2012 fueron de 905 mil 246 mdp. En el 2013, 2014 y 2015 han resentido la crisis petrolera mundial, reduciéndose a 694 mil 840 mdp, 480 mil 530 mdp y -381 mil 069 mdp, respectivamente. Esto significa que en el 2015, cuando inició su etapa de Empresa Productiva del Estado operó con pérdidas debido a la caída de los precios internacionales de los hidrocarburos. (Ver gráfica número 2).



El *Glosario de Términos más Usados de la Administración Pública Federal*, de la SHCP define a la ganancia como “Incorporación de una utilidad a un patrimonio. Beneficio de carácter económico obtenido por medio legítimo. Utilidad bruta o neta, después de deducir los impuestos, que obtienen las empresas; es la diferencia entre los ingresos y gastos contables”.

Las ganancias brutas las define como “Las ganancias resultantes antes de deducir los gastos que se han hecho para obtenerlas. La diferencia entre el importe de las ventas netas y el costo de las mercancías vendidas”.

Las ganancias netas, de acuerdo con este Glosario es “El resultado obtenido de deducir de las ‘ganancias brutas’ todos los gastos de operación, incluyendo los de conservación, de venta, generales, depreciaciones, amortizaciones, gastos financieros y en general todos los cargos correspondientes a la cuenta de pérdidas y ganancias. El resultado obtenido agregando a la utilidad mercantil, todos los productos financieros y extraordinarios y restando los gastos de igual índole”.

Dada estas definiciones, estimamos un conjunto de utilidades de PEMEX que van desde una definición general hasta las más restrictivas, porque se les incorporan diversos gastos.

Como ya se citó, la utilidad operacional se conforma de los ingresos por las ventas totales, a los cuales se le disminuyen los costos de ventas y los gastos generales, que son de distribución y de administración. Tomando como base esta definición, para estimar la utilidad antes de impuestos (UAI), que se obtiene de restarle a la utilidad operacional otros ingresos/gastos netos.

La UAI de PEMEX fue positiva y creciente entre el 2002 al 2012, pasando de 276 mil 188 mdp a 905 mil 339 mdp, entre el 2013 y 2014 esta utilidad descendió aunque fue positiva y significativamente elevada, fue de 727 mil 624 y 615 mil 479 mdp, respectivamente. En el 2015, se redujo drásticamente, siendo negativa en 154 mil 388 mdp. Esto significa que PEMEX registró en este año pérdidas antes de la aplicación de su régimen de impuestos. (Ver gráfica número 3).

La utilidad antes de impuestos e intereses (UAIi) se obtiene de sumarle a la UAI el costo financiero neto, el cual se conforma de los intereses que paga PEMEX por participar en el mercado interno y externo de deuda menos los intereses que recibe por colocar instrumentos en los mercados financieros.

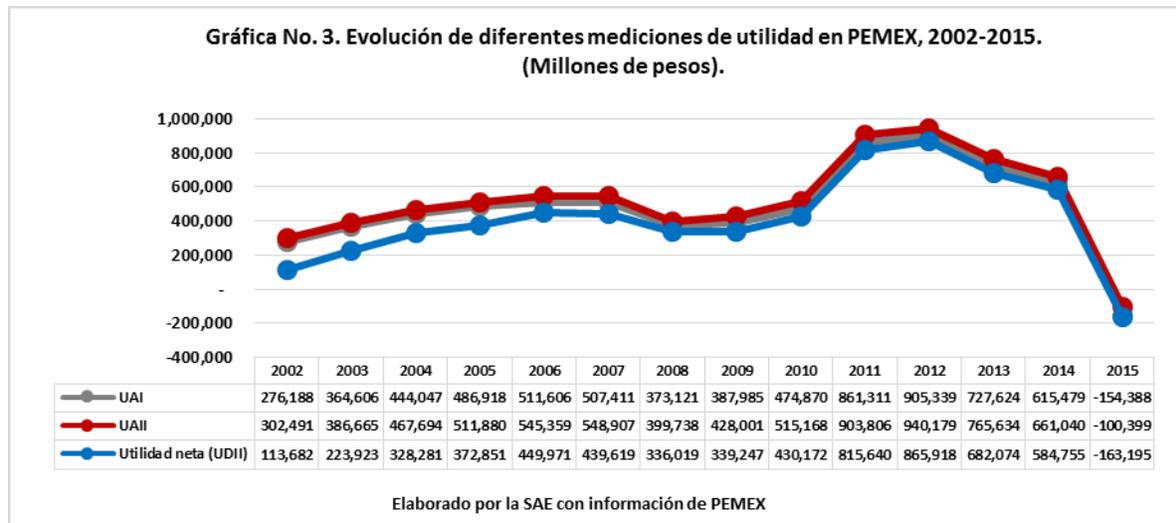
La UAIi de PEMEX, al igual que la UAI, fue positiva y creciente entre el 2002 al 2012, pasando de 302 mil 491 mdp a 940 mil 179 mdp, entre el 2013 y 2014 esta utilidad descendió aunque fue positiva y significativamente elevada, fue de 765 mil 634 y 661 mil 040 mdp, respectivamente. En el 2015, se redujo drásticamente, siendo negativa en 100 mil 399 mdp. Esto significa que PEMEX registró en este año pérdidas antes de la aplicación de su régimen de impuestos y del costo financiero neto. (Ver gráfica número 3).

Finalmente se estimó la utilidad neta, que se obtiene de la UAIi menos los impuestos e intereses. Se le restó únicamente el pago de los impuestos, no se incluyó el régimen de derechos, lo que implica que se le dio un tratamiento fiscal similar a cualquier otra empresa moral.

La utilidad neta de PEMEX fue positiva y creciente entre el 2002 al 2012, pasando de 113 mil 682 mdp a 865 mil 918 mdp; entre el 2013 y 2014 descendió aunque fue positiva y significativamente elevada, se estimó en 682 mil 074 y 584 mil 755 mdp, respectivamente. En el 2015, se redujo drásticamente, siendo negativa en 163 mil 195 mdp. Esto significa que PEMEX registró en este año pérdidas netas (antes de la aplicación de su régimen de impuestos y del costo financiero neto). (Ver gráfica número 3).

3.3. Impacto de la carga impositiva en las utilidades de PEMEX

La medición estadística formal entre las utilidades de PEMEX y su carga fiscal se realiza a través del coeficiente de correlación, que es un estadístico asociado con una distribución bidimensional que mide el grado de relación entre dos variables, siempre y cuando ambas sean cuantitativas.



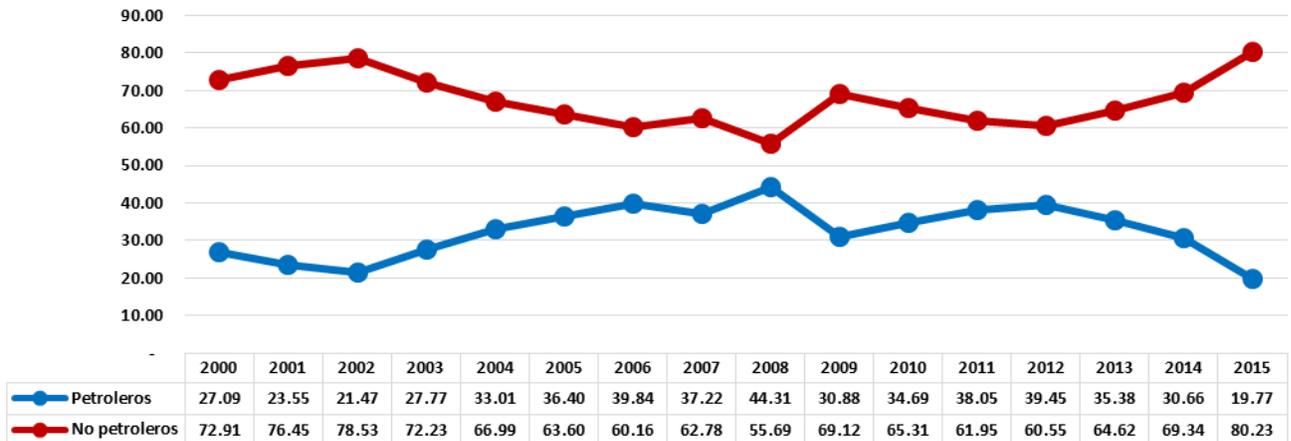
De acuerdo con Nieves Hurtado (2009), el valor del coeficiente de correlación (φ) varía en el intervalo $[-1,1]$, y tiene la siguiente interpretación:

- a. Si $\varphi=1$, existe una correlación positiva perfecta. El índice indica una dependencia total entre las dos variables denominada relación directa: cuando una de ellas aumenta, la otra también lo hace en proporción constante.
- b. Si $0 < \varphi < 1$, existe una correlación positiva.
- c. Si $\varphi=0$, no existe relación lineal. Pero esto no necesariamente implica que las variables son independientes: pueden existir todavía relaciones no lineales entre las dos variables.
- d. Si $-1 < \varphi < 0$, existe una correlación negativa.
- e. Si $\varphi=-1$, existe una correlación negativa perfecta. El índice indica una dependencia total entre las dos variables llamada relación inversa: cuando una de ellas aumenta, la otra disminuye en proporción constante.

El coeficiente de correlación entre las utilidades netas y la carga fiscal se estimó en 0.8097, lo que significa que existe una correlación positiva entre ambas variables. Debido a que es cercano a 1, tiene un alto grado de relación, donde incrementos de las utilidades netas aumentan las obligaciones fiscales de PEMEX y viceversa.

Esto significa que altas proporciones de las utilidades netas de PEMEX se destinan a financiar los ingresos presupuestarios del Gobierno Federal, a través de su régimen fiscal. Como consecuencia de esta política recaudatoria, la riqueza petrolero lejos de generar una simbiosis con el resto de los sectores productivos del país, ha creado una fuerte dependencia de las finanzas públicas de los ingresos provenientes de la explotación de este recurso natural no renovable, porque históricamente, los ingresos por hidrocarburos representan entre el 21% y el 40% de la recaudación total de la Administración Pública Federal. En promedio, en el periodo 2000-2015, fueron equivalentes al 32.5% de los recursos presupuestarios. (Ver gráfica 4).

Gráfica No. 4. Estructura de los ingresos presupuestarios del Gobierno Federal clasificado en ingresos petroleros y no petroleros, 2000-2015. (% de los ingresos totales).



Elaborado por la SAE con información de la SHCP

El régimen fiscal de PEMEX es la principal fuente de recaudación de los ingresos petroleros del Gobierno Federal, paradójicamente este mecanismo ha tenido a esta Empresa Productiva del Estado en una profunda crisis financiera, impidiéndole desarrollar su potencial productivo. Por un lado, es la principal fortaleza del Estado mexicano, por otro lado, el sistemático apropiamiento de sus utilidades ha debilitado su situación financiera.

Esta afirmación se sustenta con la confrontación de sus flujos de utilidades y la carga que soporta después de aplicarle el régimen de impuestos y derechos, lo que implica que se le da un tratamiento fiscal diferente a una empresa moral.

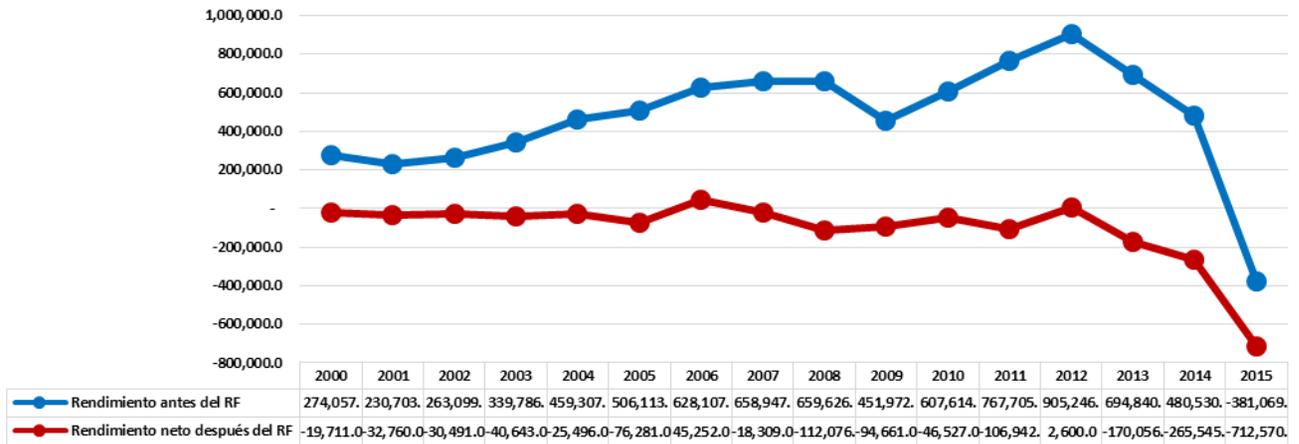
De acuerdo con la gráfica número 5, en relación con el cuadro número 2, los rendimientos netos de PEMEX son negativos después de aplicar su régimen fiscal integral (impuestos y derechos), es decir, registra pérdidas, las cuales pasaron de 19 mil 711 mdp en el 2000 a 76 mil 281 mdp en el 2005. En el 2006 tuvo utilidades netas positivas por 45 mil 252 mdp. Entre el 2007 al 2011 sus pérdidas crecieron sistemáticamente pasando de 18 mil 309 mdp a 106 mil 942 mdp. Nuevamente, en el 2012 tuvo rendimientos netos positivos de 2 mil 600 mdp, y entre el 2013 al 2015 sus números rojos se han incrementado a 170 mil 056 mdp, 265 mil 545 mdp y 712 mil 570 mdp, respectivamente.

Cuadro No. 2. Régimen fiscal de PEMEX, 2000-2010. (Millones de pesos).

Derechos e impuestos		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
Régimen de derechos	Derechos sobre extracción y otros			177,762	283,670	398,023	515,059											
	Derecho ordinario sobre hidrocarburos							504,450	559,408	667,000	450,694	549,422	732,577	747,631	719,771	643,384		
	Derecho sobre extracción de petróleo									17								
	Derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo							16,140	16,511	25,560		10,893	28,398					
	Derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización							47,625	61,254	66,930	73,278	74,274	86,664	108,297	106,710	101,157		
	Derecho para el fondo de investigación científica y tecnológica en materia de energía							419	457	1,676	2,539	3,899	6,428	8,717	8,316	7,466		
	Derecho para la fiscalización petrolera							25	27	34	25	29	39	40	38	34		
	Derecho adicional																	
	Derecho especial sobre hidrocarburos											5,919	3,176	6,606	7,713	5,042	3,077	
	Derecho adicional sobre hidrocarburos												162	4,722	4,411	2,082	489	
	Derecho único sobre hidrocarburos											2,734	4,389					
	Derecho sobre extracción de hidrocarburos											2,722	3,498	6,038	7,404	5,887	4,280	
	Derecho para regular y supervisar la exploración y explotación de hidrocarburos													0	402	383	345	
	Derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo crudo														13,450	9,127	680	
Derecho por la utilidad compartida																	376,683	
Total derechos		224,211	168,264	177,762	283,670	398,023	515,059	568,659	637,657	761,217	537,911	649,742	871,472	898,065	857,356	760,912	376,683	
Régimen de impuestos y otros conceptos	Efecto inflacionario							14,525										
	Otros impuestos y derechos						9,407	13,357	26,296	10,485	8,722	4,400	3,176					
	Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS)	69,557	95,199	122,437	98,960	56,528	21,033											
	Aprovechamiento sobre rendimientos excedentes			13,766	19,664	35,591	58,665											
	Impuesto a los rendimientos petroleros													2,442	3,788	-18,735		
	Impuesto sobre la renta y otros													2,139	3,752	3,898	-45,182	
Total impuestos y otros conceptos	69,557	95,199	136,203	118,624	92,119	89,105	27,882	26,296	10,485	8,722	4,400	3,176	4,581	7,540	-14,837	-45,182		
Total régimen fiscal	293,768	263,463	313,965	402,294	490,142	604,164	596,541	663,953	771,702	546,633	654,142	874,648	902,646	864,896	746,075	331,501		

Elaboración por la Subdirección de Análisis Económico adscrita a la Dirección de los Servicios de Investigación y Análisis de la Dirección General de los Servicios de Documentación, Información y Análisis de la Cámara de Diputados con información de los Reportes de Resultados Dictaminados de PEMEX, 2000-2015.

Gráfica No. 5. Rendimientos de PEMEX ex ante y ex post al régimen fiscal, 2000-2015. (Millones de pesos).



Elaborado por la SAE con información de PEMEX

En la gráfica número 6, observamos que la carga que el Gobierno Federal obliga a pagar a PEMEX sistemáticamente ha sido superior a sus rendimientos antes de la aplicación del régimen fiscal. En el 2000, sus utilidades antes de sus obligaciones tributarias eran de 274 mil 057 mdp, los impuestos y derechos petroleros que pagó fueron de 293 mil 768 millones de pesos. Esta tendencia se mantuvo en todo el periodo objeto de estudio con excepción de los años 2006 y 2012. En el 2014, las ganancias antes de la aplicación del régimen fiscal fueron de 480 mil 530 mdp, en tanto la carga fiscal que soportó fue de 746 mil 075 mdp.

Gráfica No. 6. Comparativo entre los rendimientos de PEMEX y la carga fiscal, 2000-2015. (Millones de pesos).

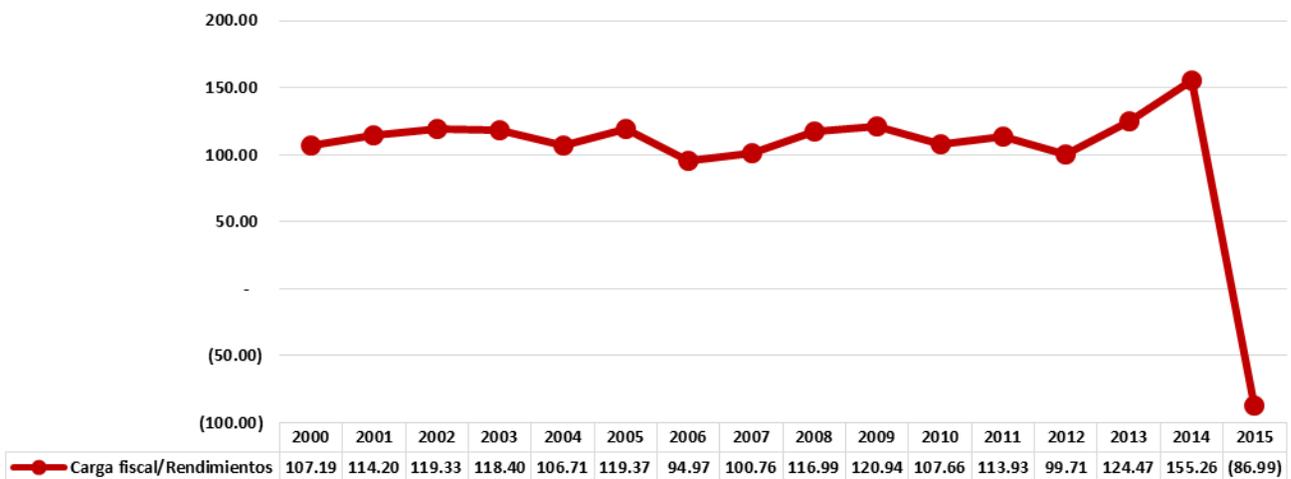


Elaboración por la SAE con información de PEMEX

La relación entre las utilidades netas y la carga fiscal de PEMEX fue *sui géneris* en el 2015, en ese año PEMEX registró pérdidas en sus rendimientos antes de impuestos, y sobre números rojos pagó sus obligaciones al Gobierno Federal que la llevaron a cerrar el año fiscal con una pérdida de 712 mil 570 mdp, es decir, sobre sus utilidades negativas pagó su carga fiscal al Gobierno Federal, particularmente los derechos por exploración y extracción de hidrocarburos.

Es posible construir un indicador financiero que relaciona la carga fiscal / los rendimientos netos antes de la aplicación del régimen impositivo. De la gráfica 7, observamos que para todo el periodo este indicador fue mayor que 100, con excepción de los años 2006 y 2012, lo que significa que las obligaciones impositivas de esta empresa petrolera fueron superiores a sus utilidades. Específicamente, en el año 2000 la carga fiscal fue 7.19% superior que las utilidades de PEMEX antes de la aplicación del régimen fiscal, en el 2014 fue superior a 55.26%.

Gráfica No. 7. Relación de los Rendimientos antes del régimen fiscal /Carga fiscal de PEMEX, 2000-2015. (%).



Elaborado por la SAE con información de PEMEX

4. Medidas para reducir la carga fiscal de PEMEX

El carácter extractivo del régimen fiscal de PEMEX y la ausencia de una reforma que reduzca significativamente su carga impositiva incide adversamente en la competitividad de esta Empresa Productiva del Estado, que participa en este mercado en un ambiente de apertura generalizada, pugnando por contratos de exploración y extracción con el capital privado nacional y con las principales empresas transnacionales del ramo, aunque en una situación de abierta desventaja puesto que debe ser una subsidiaria del Gobierno Federal.

El incremento de la competitividad de PEMEX en este ambiente de apertura del sector implica necesariamente aliviar su carga fiscal, sin embargo, esta tarea no

es sencilla puesto que lleva implícita la apremiante necesidad de aprobar una profunda reforma fiscal en nuestro país, tarea que se ha pospuesto por décadas. Actualmente, dada la incertidumbre del mercado internacional de los hidrocarburos, el Gobierno mexicano ha centrado su atención en la fragilidad financiera de PEMEX generada por su alta carga fiscal, por tal razón, el 18 de abril del 2016 publicó en el *Diario Oficial de la Federación* un *Decreto* por el que se le otorgan beneficios fiscales.

En los considerando del citado Decreto se establece:

“Que la exploración y extracción de hidrocarburos, actividades de carácter estratégico para el Estado con un impacto significativo en la actividad económica del país, actualmente son llevadas a cabo por la Nación principalmente a través de asignaciones otorgadas a empresas productivas del Estado;

Que la generación de ingresos a través de la extracción de hidrocarburos tiene un impacto significativo en la recaudación federal participable que se dirige a través del Sistema Nacional de Coordinación Fiscal a las entidades federativas, municipios y a las demarcaciones territoriales de la Ciudad de México.

Que el artículo Segundo, fracción VII del Decreto por el que se expide la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley Federal de Derechos y de la Ley de Coordinación Fiscal y se expide la Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, publicado el 11 de agosto de 2014 en el Diario Oficial de la Federación prevé el régimen de transición respecto de los montos máximos de deducción por concepto de costos, gastos e inversiones, para efectos de los artículos 41, fracciones I y II, y 42, fracción I, incisos a) y b) de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos;

Que el nivel de precios en el ramo de los hidrocarburos a nivel internacional presenta un descenso significativo en los mismos y que, en combinación con una plataforma de producción de petróleo históricamente baja en México, existe una afectación en el desempeño operativo de los asignatarios dedicados a la realización de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos por la reducción en las deducciones permitidas bajo el régimen tributario actual, ya que para la determinación de las mismas se toma en cuenta el valor de los hidrocarburos extraídos en el ejercicio;

Que para garantizar la continuidad de las actividades estratégicas de exploración y extracción de hidrocarburos realizadas por el Estado mediante asignaciones, es necesario dar mayor flexibilidad al régimen fiscal aplicable mediante el otorgamiento de un estímulo fiscal consistente en permitir que los asignatarios apliquen el monto mayor entre los límites de

deducción por concepto de costos, gastos e inversiones previstos en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y los montos que resulten de aplicar lo establecido en el presente Decreto”.

Dada estas motivaciones, se publicó este decreto, que en el artículo primero establece:

“Se otorga un estímulo fiscal a los contribuyentes a que se refiere el artículo 39 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos [Asignatarios], respecto del porcentaje aplicable para efectos del límite en el monto de deducción por concepto de costos, gastos e inversiones en el cálculo del derecho por la utilidad compartida, en áreas terrestres o en áreas marítimas con tirante de agua inferior a quinientos metros, consistente en poder optar por aplicar:

- I. Tratándose de áreas terrestres, el monto que resulte mayor de entre 8.30 dólares de los Estados Unidos de América por barril de petróleo crudo equivalente extraído en el periodo de que se trate o el monto que resulte de aplicar lo dispuesto por los artículos 41, fracción I o 42, fracción I, inciso a) de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, según corresponda, y
- II. Tratándose de áreas marinas con tirante de agua inferior a quinientos metros, el monto que resulte mayor de entre 6.10 dólares de los Estados Unidos de América por barril de petróleo crudo equivalente extraído en el periodo de que se trate o el monto que resulte de aplicar lo dispuesto por los artículos 41, fracción II o 42, fracción I, inciso b) de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, según corresponda.

..., y se considerará como barril de petróleo crudo equivalente a la suma del volumen de petróleo crudo y condensados extraídos en barriles más el volumen de gas natural extraído en millones de BTU (unidad térmica británica) dividido entre el factor de 5.15.

Cuando en la declaración de pago provisional o en la declaración anual resulte saldo a favor, el contribuyente deberá aplicar lo previsto en el artículo 42, cuarto párrafo de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos”.

De acuerdo con este decreto, la modificación del régimen fiscal de PEMEX permitirá que la empresa pueda realizar mayores deducciones de costos en los casos de asignaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos en áreas terrestres o en aguas someras. Específicamente, se establece que los límites de deducciones aplicables para determinar el derecho por la utilidad compartida para aguas someras y para campos terrestres serán de cuando menos 6.10 y 8.30 dólares por barril de petróleo crudo equivalente, respectivamente. En caso de que el límite de deducciones establecido en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos sea mayor a los valores mencionados, PEMEX podrá optar por aplicar este límite.

En el *Comunicado de Prensa 048-2016* de la SHCP del 13 de abril del 2016, se estima el impacto presupuestario de esta medida:

“Cabe notar que el régimen fiscal vigente de PEMEX, en contraste con el esquema anterior a la Reforma Energética, permite trasladar aquellos costos no deducidos a ejercicios subsecuentes, por lo que eventualmente PEMEX hubiese deducido la totalidad de sus costos. Sin embargo, un límite de deducibilidad constreñido por escenarios bajos de precios de los hidrocarburos ha generado presiones de liquidez de corto plazo para la empresa. Por tanto, el ajuste planteado en el régimen fiscal de Pemex incorpora el hecho de que los costos no se han ajustado a la baja al mismo ritmo que se lo han hecho los precios, por lo que la medida apoya la liquidez de la empresa.

En las condiciones actuales de precios y producción, la modificación implica que el pago de derechos de PEMEX durante 2016 se reduzca en alrededor de 50 [mil mdp]. Un monto equivalente se reflejaría en una mejora en el balance financiero de la empresa. Este fortalecimiento se refleja automáticamente y de forma integral en un aumento del patrimonio del Estado, por lo que este ajuste no implica un deterioro en la postura financiera del Sector Público”.

Una limitación de este Decreto es que fue autorizado unilateralmente por el Ejecutivo Federal, sin la pertinente reforma jurídica que implica someterla a consideración de ambas Cámara del Congreso de la Unión.

Por esta razón, en el programa económico 2017, el titular del Ejecutivo Federal propuso al Congreso de la Unión formalizarlo, a través de un Decreto que reforma, deroga y adiciona diversas disposiciones de la Ley de Ingresos de Hidrocarburos. En la exposición de motivos se establece:

“Como parte de este esfuerzo de flexibilización, el 18 de abril de 2016 se publicó en el *Diario Oficial de la Federación* el Decreto por el que se otorgan beneficios fiscales a los contribuyentes que se indican, mediante el cual se flexibilizan las reglas a los asignatarios relativas a la determinación de los límites de deducción para la producción de petróleo y gas asociado en correspondencia a las características de las áreas de extracción terrestres y marinas con un tirante de agua menor a quinientos metros. El ajuste a la baja en los precios internacionales de los hidrocarburos y el incremento en su volatilidad tiene impactos en la estructura de inversiones cuyos efectos se observarán aún en el mediano y largo plazo.

Por lo anterior, se propone a esa Soberanía modificar los *artículos 41, segundo párrafo, fracciones I y II, y 42, fracción I, incisos a) y b) de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos* para incorporar la flexibilidad otorgada por el Decreto en referencia al marco normativo, como una condición de

certidumbre financiera que permitirá a las empresas productivas del Estado una operación más eficiente y segura en las áreas de asignación bajo las nuevas condiciones de volatilidad en el mercado internacional de hidrocarburos.

Por último, se propone a esa Soberanía la adición de un cuarto párrafo al artículo 41, así como de un segundo párrafo a la fracción I del artículo 42 a fin de aclarar la interpretación aplicable para el término “barril de petróleo crudo equivalente”, determinado en el Decreto antes mencionado y dar certidumbre al cálculo de las deducciones permitidas en cada caso”.

Esta propuesta de reforma a la *Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos* en materia del régimen fiscal de PEMEX deberá ser analizada, discutida, modificada y aprobada por ambas Cámaras del Congreso de la Unión, a más tardar el 30 de octubre del 2016.

Conclusiones

La reforma energética modificó el régimen fiscal de PEMEX, reduciendo sensiblemente el número de derechos que paga al Gobierno Federal, los cuales pasaron de 9 cuando era una entidad paraestatal a 3 en su nueva fase de Empresa Productiva del Estado. Sin embargo, este régimen continúa siendo altamente extractivo, puesto que la carga fiscal que soporta sistemáticamente es mayor que sus ganancias netas, lo que se traduce a que PEMEX reporte números rojos después del pago del régimen de derechos e impuestos.

Esta situación se explica porque históricamente ha existido un derecho que afecta significativamente el valor de las ventas de petróleo y gas natural. Antes de la reforma era el “Derecho Ordinario Sobre Hidrocarburos” que aplicaba una tasa del 71.5% sobre la diferencia que resultaba entre el valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año y las deducciones permitidas. Con la reforma, éste se sustituyó por el “Derecho de Utilidad Compartida” que aplica una tasa del 65% a la diferencia que resulte de disminuir del valor de los hidrocarburos extraídos y las deducciones permitidas. El resto de los derechos tienen impactos marginales en las finanzas de esta empresa petrolera.

Si PEMEX recibiera un tratamiento fiscal similar a cualquier empresa moral que opera en el país, a sus utilidades se le debería aplicar el Impuesto Sobre la Renta, bajo esa hipótesis se mostró que opera con números negros, lo que implica que es una empresa con viabilidad financiera. Por explotar un recurso natural propiedad de la Nación, se justifica la existencia del régimen de derechos, sin embargo, la tasa del 65% del Derecho Sobre Utilidad Compartida resulta ser tan alta, que extrae toda la utilidad neta de la empresa.

En abril del 2016, el Gobierno Federal publicó un *Decreto* para reformar el régimen fiscal de PEMEX, que consiste en ampliar las deducciones de costos en los casos de asignaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos en áreas terrestres o en aguas someras, esperando generar un ahorro en sus obligaciones fiscales por 50 mil mdp. En el paquete económico para el ejercicio fiscal 2017, El Ejecutivo Federal propuso formalizar este Decreto, proponiendo al Congreso de la Unión reformar los artículos 41 y 42 de la *Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos*, la cual será analizada, discutida, modificada si fuera necesario y aprobada por ambas Cámaras del Poder Legislativo a más tardar el 30 de octubre del 2016.

Esta reforma propuesta por el Ejecutivo Federal confirma la necesidad de reducir la carga fiscal de PEMEX, sin embargo, de manera complementaria se debería analizar la tasa del derecho de “Utilidad Compartida”, que su nombre presupone que las ganancias de PEMEX se deben “compartir” entre esta entidad y el Gobierno Federal, aunque es deseable que sea en una proporción más equilibrada porque éste último se apropia del 65% de las utilidades y le deja a la empresa petrolera el 35% para que enfrente su compleja situación financiera. Compartir utilidades con criterios de equidad implicaría una relación de al menos 50% para cada actor.

Bibliografía

GUERRERO, Orozco Omar (2003), Nueva Gerencia Pública: ¿Gobierno sin Política? En: *Revista Venezolana de Gerencia*, julio-septiembre, año/vol. 8, número 023. Universidad de Zulia. Maracaibo, Venezuela.

LÓPEZ, Guardiola Samantha Gabriela (2012), *Derecho Administrativo II*. Red Tercer Milenio. Primera edición. ISBN 978-607-733-006-6. Naucalpan, Estado de México.

MARTÍNEZ, Morales Rafael I. (2011). *Derecho Administrativo, 1er. Curso*. Colección Textos Jurídicos Universitarios. Oxford University Press. ISBN 978-607-426-176-9. México, DF.

NIEVES, Hurtado Antonio y Federico C. Domínguez (2009), *Probabilidad y estadística para ingeniería*. Editorial McGrawHill. [Fecha de consulta: febrero del 2016]. Disponible en: http://www.mcgraw-hill-educacion.com/pye01e/cap13/13analisis_de_correlacion_y_regresion.pdf

PEMEX, *Anuarios estadísticos*. Varios números. Disponible en: <http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/AnuarioEstadistico.aspx>

PEMEX, *Estados Financieros Consolidados. Reportes de resultados dictaminados*. Varios números. Disponibles en: <http://www.pemex.com/ri/finanzas/Paginas/resultados.aspx>

RAMÍREZ, Marín Juan (2009). *Derecho Administrativo Mexicano, Primer Curso*. Porrúa e Instituto Tecnológico de Monterrey Campus Ciudad de México. Primera edición. ISBN 978-607-09-0291-8. México, DF.

SÁNCHEZ, Gómez Narciso (2002), *Segundo Curso de Derecho Administrativo*. Porrúa. Segunda Edición. ISBN 970-07-2971-0. México, DF.

SHCP (2001), *Glosario de los términos más usados en la Administración Pública Federal*. Unidad de Contabilidad Gubernamental e Informes Sobre la Gestión Pública de la Subsecretaría de Egresos. ISBN 968-806-944-2. México, DF.

VICHER, García Mónica Diana (2009), *De la reforma administrativa a la reforma neogerencial en Hispanoamérica*. Instituto de Administración Pública del Estado de México. Primera edición. ISBN: 978-968-6452-93-1. Toluca, Estado de México.

Marco Jurídico

Iniciativa con proyecto de decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, presentada por el Ejecutivo Federal. En: Gaceta Parlamentaria de la Cámara de Diputados del 9 de septiembre del 2016. Año XIX, Número 4614-D. Ciudad de México.

Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía. En: Diario Oficial de la Federación, edición vespertina, única Sección. 20 de diciembre de 2013. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5327463&fecha=20/12/2013
<http://gaceta.diputados.gob.mx/PDF/63/2016/sep/20160908-D.pdf>

Ley de Hidrocarburos. En: Cámara de Diputados del Congreso de la Unión. Leyes Federales vigentes. Disponible en: http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LHidro_110814.pdf

Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. En: Cámara de Diputados del Congreso de la Unión. Leyes Federales Vigentes. Disponible en: http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIH_010416.pdf
Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo. En: Cámara de Diputados del Congreso de la Unión. Leyes Federales Vigentes. Disponible en: http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LFMPED_110814.pdf

Ley Federal de Derechos. Capítulo XII. Hidrocarburos. En: Senado de la República. Disponible en: http://www.senado.gob.mx/comisiones/energia/docs/marco_LFD.pdf

Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria. En: Cámara de Diputados del Congreso de la Unión. Leyes Federales Vigentes. Disponible en: http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LFPRH_301215.pdf

Decreto por el que se otorgan beneficios fiscales a los contribuyentes que se indican. En Diario Oficial de la Federación. Ciudad de México, 18 de abril del 2016. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5433391&fecha=18/04/2016

SHCP, *Se anuncian medidas de apoyo del Gobierno Federal a Petróleos Mexicanos.* Comunicado de prensa 048-2016. Ciudad de México, 13 de abril del 2016. Disponible en: <https://www.gob.mx/shcp/prensa/comunicado-de-prensa-048-2016>



CÁMARA DE DIPUTADOS
LXIII LEGISLATURA

COMISIÓN BICAMERAL DEL SISTEMA DE BIBLIOTECAS

Dip. Francisco Xavier Nava Palacios
Presidente

Dip. María Esther Guadalupe Camargo Félix
Dip. Luz Argelia Paniagua Figueroa
Sen. Juan Carlos Romero Hicks
Sen. Adolfo Romero Lainas
Sen. Oscar Román Rosas González
Integrantes

SECRETARÍA GENERAL

Mtro. Mauricio Farah Gebara
Secretario General

SECRETARÍA DE SERVICIOS PARLAMENTARIOS

Lic. Juan Carlos Delgadillo Salas
Secretario



**DIRECCIÓN GENERAL DE SERVICIOS DE
DOCUMENTACIÓN, INFORMACIÓN Y ANÁLISIS**

Lic. José María Hernández Vallejo
Director General

DIRECCIÓN DE SERVICIOS DE INVESTIGACIÓN Y ANÁLISIS

Mtra. Avelina Morales Robles
Directora

SUBDIRECCIÓN DE ANÁLISIS ECONÓMICO

M. en E. Reyes Tépac M.
Subdirector

C. Martha Amador Quintero
C. Dolores García Flores
C. Margarita Rodríguez Palacios
Analistas