



Universidad Nacional Autónoma de México

---

---

Facultad de Economía

*Evolución del régimen fiscal del sector  
hidrocarburos en México y su incidencia en  
las finanzas públicas, 2006-2016*

T E S I S

Para obtener el título de:

Licenciado en Economía

P r e s e n t a

Juan Pablo Marceliano Vázquez

Director de Tesis:

Mtro. Daniel Alejandro Pacheco Rojas



Ciudad Universitaria, CD. MX., agosto de 2017



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

*Con dedicación especial:*

*A mi familia, con todo mi cariño.*

*A mis sobrinos, Víctor, Lupita y Alejandro, con la esperanza de que, en un futuro no muy lejano, tengan la fortuna de estudiar en esta prestigiosa universidad.*

*A la familia Germain*

*A la familia Decrion.*

*A María de los Ángeles Pelcastre*

*A mis valiosos amigos de toda la vida  
(ustedes saben quiénes son)*

## Agradecimientos

Parafraseando al Mtro. Daniel Alejandro Pacheco Rojas, reconozco que un trabajo de tesis requiere de disciplina, de esfuerzo y de mucho compromiso, pero el resultado final es una satisfacción infinita. Considero que, este proyecto no hubiera sido posible sin la compañía de personas valiosas, quienes siempre han aportado aspectos positivos en mi vida, ya que gracias todas ellas he podido dar este primer gran paso.

Agradezco profundamente a María Adelina Marceliano, mi madre, quien siempre supo cómo motivarme cuando dudé de mis capacidades. Gracias por el cariño que sólo una madre sabe dar.

Gracias a mis hermanos, Miguel, Jesús y José Abraham, por ser mis compañeros de toda la vida, por sus buenos deseos y por el gran entusiasmo que me dan.

Agradezco a la familia Germain, por su amistad, confianza y el apoyo que me han brindado, especialmente a Elisabeth, por sus enseñanzas en francés y a Jean-Jaques, por sus consejos. ¡Muchas gracias, estoy en deuda con ustedes.

Agradezco a la familia Decrion, por su amistad y su apoyo. Gracias a Corine y a Pièrre, por toda la motivación que recibí de su parte, gracias también a Lucie, por las charlas tan fructíferas.

Gracias a Guadalupe Cervantes, Isabelle Le Stang y María de los Ángeles Pelcastre por todos sus cuidados cuando era niño.

Me siento agradecido con mis amigos de la licenciatura, de quienes siempre he aprendido demasiado, gracias a todas las conversaciones que tuvimos a lo largo de la carrera universitaria: Marco A. Ortega García, Kenia Michelle Pérez, Roberto Gustavo Macías y Víctor Alvarado.

Nunca voy a olvidar a aquellos amigos, con quienes encontré el verdadero significado de la amistad, desde antes de haber entrado a la vida universitaria. Me refiero, por un lado a los hermanos Diego y Fernanda Flores Romero, y por otro lado a los hermanos Carlos y Viridiana Monroy.

Agradezco inmensamente a mis sinodales:

Dr. Ángel de la Vega Navarro, por permitirme participar en el “Seminario de Doctorado en Energía, Recursos Naturales y Desarrollo Sustentable”, en el Posgrado de Economía de la UNAM, desde 2015. Los elementos aprendidos durante este seminario, me dieron una gran ventaja al momento desarrollar este trabajo.

Mtra. María Ramos Casiano, quien desde mi primer semestre de la carrera me enseñó a indagar en diversos temas de gran importancia, sobre todo en el terreno educativo y del desarrollo.

Mtro. José Israel Muciño Jara y Lic. Roberto Badillo Hernández, ya que gracias a sus conocimientos en el sector energético, he podido entender que este sector no se limita a temas de hidrocarburos. Les agradezco también por practicar con el ejemplo lo que implica ser un líder y la humildad que ello conlleva.

Mtro. Daniel Alejandro Pacheco Rojas, por ayudarme a encontrar una luz en el camino cuando estaba perdido en los primeros pasos de este trabajo. Gracias por ser la persona que me ayudó a entender que los temas de energía necesitan hoy más que nunca de estudios serios y rigurosos, desde cualquier ámbito. El agradecimiento es triple, pues admiro la manera en que usted dirigió este trabajo de tesis. Cabe precisar que los errores y omisiones son de mi entera responsabilidad.

## Índice

<b>Introducción .....</b>	<b>1</b>
<b>Capítulo 1 Marco teórico-conceptual de las finanzas públicas y de los regímenes fiscales en el sector hidrocarburos .....</b>	<b>12</b>
1.1. El Estado y las finanzas públicas en la ciencia económica .....	12
1.1.1 Gasto público .....	15
1.1.2 Ingresos públicos.....	17
1.1.3 Déficit público.....	21
1.2 Las finanzas públicas en México y la participación del Estado en la Economía .....	24
1.2.1 Los ingresos del sector público presupuestario en México .....	31
1.2.2 El gasto público en México y su clasificación .....	35
1.3 Estudios sobre el régimen fiscal del sector hidrocarburos en México.....	38
<b>Capítulo 2 Situación del sector hidrocarburos en México y el enfoque petrolero ..</b>	<b>47</b>
2.1 Indicadores operativos y financieros del sector hidrocarburos .....	47
2.2 Comercio internacional de hidrocarburos: la balanza de productos petroleros.....	55
<b>Capítulo 3 Evolución del régimen fiscal aplicado al sector de los hidrocarburos, 2006-2016 .....</b>	<b>61</b>
3.1 Evolución de los regímenes fiscales aplicados a PEMEX de 2006 a 2014.....	61
3.1.1 El régimen fiscal en 2006.....	67
3.1.2 Los regímenes fiscales en 2008.....	73
3.1.3 El régimen fiscal de 2008/2009.....	77
3.1.4 El régimen fiscal del 2010.....	85
3.1.5 El régimen fiscal de PEMEX en 2011 .....	90
3.2 Los resultados económicos de los regímenes fiscales aplicados al sector hasta 2014 .....	93
3.2 La Reforma Energética de 2013-2014, en materia de hidrocarburos, y el nuevo régimen fiscal.....	97
3.2.1 La nueva organización institucional y el papel de PEMEX y del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo. ....	99
3.2.2 Régimen fiscal en materia de hidrocarburos para los Asignatarios y Contratistas ...	110
<b>Capítulo 4 Las finanzas públicas en el contexto petrolero.....</b>	<b>120</b>
<b>Conclusiones y propuestas .....</b>	<b>141</b>
<b>Referencias .....</b>	<b>146</b>
<b>Anexo 1. Cifras del sector petrolero.....</b>	<b>152</b>
<b>Anexo 2. Cifras del sector públicos presupuestario en México .....</b>	<b>155</b>

## Introducción

En tres tiempos se divide la vida: en presente, pasado y futuro. De éstos, el presente es brevísimo; el futuro, dudoso; y el pasado, cierto.

Séneca, 4 a.C. - 65 d. C.

En México, el sector de los hidrocarburos ha jugado un papel importante para el desarrollo económico, y hasta la actualidad se considera una pieza fundamental para el conjunto de la economía del país, ya que de acuerdo a los datos del Banco Mundial (2016), las rentas de este sector han representado en promedio 5% del Producto Interno Bruto (PIB) durante el periodo 2007-2014<sup>1</sup>. Por ende, el sector ha sido una fuente importante de recursos financieros del sector público mexicano, aportando en promedio un tercio de los ingresos públicos captados durante el periodo 2000-2015 (Clavellina M. & Péres B., 2015).

Aunado a lo anterior, este sector tiene una fuerte participación en el sector energético, ya que tan sólo en 2015, éste tuvo un peso de aproximadamente 87% de la energía primaria<sup>2</sup> que se produjo en México durante ese año (ver figura I.1). Esto lo convierte en un elemento determinante sobre los niveles de inflación, en el corto plazo, ya que los insumos energéticos tienen una elasticidad precio de la demanda muy por debajo de la unidad.

Conceptualmente, el sector de hidrocarburos puede entenderse como aquellas actividades económicas concernientes a la exploración, extracción, transporte, refinación, procesamiento, comercialización y distribución de los hidrocarburos. En términos jurídicos, según la actual Ley de Hidrocarburos (DOF: 11/08/2014), se reconoce como hidrocarburos, específicamente, al petróleo, gas natural, condensados, líquidos del Gas Natural e hidratos de metano.<sup>3</sup>

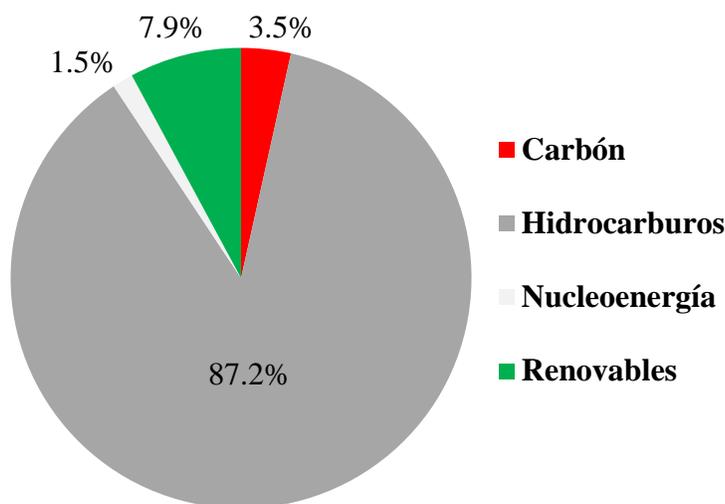
---

<sup>1</sup> La renta se calcula como la diferencia entre el valor de los hidrocarburos a los precios internacionales, menos su costo de producción. Las cifras solo contemplan al gas natural y al petróleo crudo.

<sup>2</sup> Pacheco-Rojas, D. (2016), citando a González Velasco, define la energía primaria como «aquellos productos energéticos que se extraen o captan directamente de los recursos naturales». Asimismo, el autor precisa que «estas energías pueden ser consumidas inmediatamente o pueden ser transformadas en otras energías (secundarias)».

<sup>3</sup> De acuerdo con la Secretaría de Energía (SENER, 2015), se entiende por hidrocarburos de manera general al «grupo de compuestos orgánicos que contienen principalmente carbono e hidrógeno. Son compuestos orgánicos más simples y pueden ser considerados como las sustancias principales de las que se derivan los demás compuestos orgánicos» (pág. 10)

**Figura I.1 Distribución porcentual de la energía primaria producida en 2015<sup>1</sup>**



<sup>1</sup>En 2015 se produjeron 8,854.25 petajoules de energía primaria.

Fuente: elaboración propia con base en datos de la Secretaría de Energía (SENER, 2016) *Balance Nacional de Energía 2015*

En un sentido histórico, las exploraciones petroleras, que se dieron en México por parte de compañías extranjeras, comenzaron a finales del siglo XIX y principios del XX, cuando se hicieron las primeras perforaciones de pozos de petróleo, aunque con poco éxito productivo. El resultado de varios intentos frustrados, tuvo sus primeros frutos con la perforación del primer pozo productor de petróleo, en el año 1906, en Veracruz (Silva Herzog, 1941). Sin embargo, fue hasta diez años después de esa fecha cuando se evaluó la importancia comercial del petróleo, motivo por el que la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos de 1917 estableció por primera vez que el petróleo, y en general, todos los hidrocarburos sólidos, líquido y gaseosos pasaban a formar parte del dominio directo de la nación. Este hecho se debió a que Ley del Petróleo de 1909, « declaró ‘propiedad exclusiva’ del dueño del suelo los criaderos o depósitos de combustibles minerales, entre los que se encontraban las materias bituminosas» (Cárdenas G., 2009, pág. 14).

El sector de los hidrocarburos ha estado marcado por una importante participación del petróleo crudo en las actividades económicas asociadas a este sector, pues hasta mediados del siglo XX, el gas natural era considerado un subproducto poco atractivo, ya que elevaba los costos de extracción del crudo, además de que se pensaba que era un recurso peligroso para la industria, sobre todo cuando se trataba de gas natural asociado a yacimientos

petroleros. Por esta razón el gas se quemaba o se vendía muy por debajo de su costo (Oropeza T., 2010).

Las empresas petroleras que se establecieron en el país a principios del siglo pasado, eran en su mayoría extranjeras y gozaban de grandes beneficios fiscales, sobre todo las empresas de la industria petrolera, puesto que la finalidad de los gobiernos en turno era industrializar al país a toda costa, razón por la cual sólo se les aplicaba un impuesto de timbre y en ocasiones un impuesto que gravaba la superficie territorial utilizada para los proyectos de extracción de petróleo crudo (Silva Herzog, 1941).

Así, el impulso del sector de los hidrocarburos se desarrolló de manera satisfactoria, en primer lugar gracias a un aumento de la demanda interna y externa, derivada del desarrollo del sector transportes, y en segundo lugar, por el contexto bélico que tuvo su aparición en el periodo 1914-1918 (Silva Herzog, 1941).

En términos de producción, México tuvo su primer auge petrolero durante los primeros años de la década de los veinte (De La Vega N., 1999). De ahí la importancia cada vez más creciente de los hidrocarburos, principalmente del petróleo, que fue lo que atrajo la atención de los gobernantes mexicanos, antes y después de la Revolución Mexicana, puesto no dejaron de intentar la ampliación en la carga fiscal de estos productos (Silva Herzog, 1941). Con este acontecimiento, entre 1921 y 1924, los ingresos del gobierno por impuestos provenientes de la industria petrolera se situaron entre el 21% y el 34% (De La Vega N., 1999), mientras que durante el largo periodo de 1918-1937, los ingresos petroleros tuvieron un peso relativo promedio de 14.3% con relación a los ingresos de las finanzas públicas (Rabasa K., 2013).

El año de 1938 marcó de manera significativa a este sector, ya que por decreto del ejecutivo federal, se llevó a cabo la expropiación petrolera. Esta medida se tomó como una resolución al conflicto laboral, entre los trabajadores de la industria petrolera por un lado, y las empresas al frente de ésta por otro (Silva Herzog, 1941). En ese mismo año, el ejecutivo decretó la fundación de Petróleos Mexicanos (PEMEX), como la única empresa mexicana encargada de la explotación de los hidrocarburos del subsuelo en el territorio nacional (Gutiérrez L., 2006).

PEMEX, siendo un ente público, ha transitado varias etapas, cada una de ellas caracterizadas por los vaivenes de la economía nacional e internacional, así como por los directivos en el frente de ésta. En sus inicios, ésta se enfocó a satisfacer la demanda nacional de hidrocarburos (por ende, de energéticos), y en algunos periodos, inclusive, se vio en la necesidad de importarlos para cumplir con su tarea de impulsar el desarrollo en México (Meyer, 1990). Con el paso del tiempo, se puso en marcha un plan de inversiones cuantiosas desde mediados de la década de los setenta, por lo que México logró su segundo auge petrolero entre los años de 1978 y 1983, ello gracias al descubrimiento de los yacimientos petrolíferos de Tabasco y Chiapas (Gutiérrez L., 2006)

A partir de los descubrimientos de los yacimientos petroleros de Tabasco y Chiapas, PEMEX reconfiguró su modelos de negocios, enfocándose ahora a la exportación de los excedentes de petróleo crudo, y generando así una importante entrada de divisas al país (petrodólares), que en última instancia, significó una fuente de recursos suficiente para reducir los déficit fiscales de las finanzas públicas de esos años (Gutiérrez L., 2006). Con ello, la participación de los ingresos petroleros duplicó su participación en el PIB, antes de 1981, además de que se obtuvo un balance fiscal superavitario, permitiendo expandir el gasto público (Moreno-Brid, Perez-Benitez, & Villarreal, 2016)

El *boom* petrolero hizo dependiente a la economía mexicana de los recursos obtenidos del exterior. No obstante, este hecho ocasionó desequilibrios macroeconómicos de gran alcance, pues la balanza comercial incrementó cada vez más su déficit, con un tipo de cambio real que se apreciaba progresivamente, al mismo tiempo en que el gobierno contrató deuda del exterior a tasas altas. Por ello, cuando la economía resintió los choque externos del mercado petrolero, a finales de los setenta, México entró en una etapa de crisis económica, en un contexto de elevadas tasas de inflación y con un déficit público que alcanzó el 14% del PIB (Moreno-Brid, Perez-Benitez, & Villarreal, 2016).

A partir de los años ochenta, México inició con una serie de ajustes estructurales en la economía, que entre otras cuestiones, devinieron en la venta y privatización de empresas estatales. También se implementaron pactos de estabilidad, lo que implicaba una disciplina fiscal y el establecimiento de los objetivos de baja inflación.

La privatización no alcanzó gran magnitud, en materia de hidrocarburos, debido en parte a una resistencia política, pero también a que la reforma fiscal a fondo fue postergada debido a las altas rentas generadas por los ingresos petroleros (Moreno-Brid, Perez-Benitez, & Villarreal, 2016) que amortiguaron la falta de ingresos tributarios.

A partir de la década de los noventa, a PEMEX se le impuso una serie de regímenes fiscales, que limitaron su potencial productivo (Pacheco-Rojas, 2016). Aunado a ello, PEMEX siendo un organismo público descentralizado, sus decisiones de gasto e inversiones, habían dependido en cada ciclo presupuestal de lo acordado por el Congreso y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) (Gutiérrez L., 2013).

Desde 1994, a PEMEX se aplicó un régimen fiscal, el cual se extendió hasta 2005, cuyas disposiciones jurídicas figuraban solamente en la Ley de Ingresos de la Federación (LIF). A finales del 2005, el Congreso aprobó un nuevo régimen fiscal, el cual entró en vigor a partir del primer día del año 2006. De los cambios establecidos en el régimen fiscal aprobado, el más destacado es que las obligaciones fiscales de la empresa paraestatal estuvieron reguladas, tanto por la LIF como por la Ley Federal de Derechos (LFD).

Más tarde, para el ejercicio fiscal de 2008, hubo otra modificación al régimen fiscal, en el que se agregaron nuevas obligaciones fiscales, estableciéndose con ello un régimen fiscal ordinario y otro especial para los campos petroleros del Paleocanal de Chicontepec y de aguas profundas.

Las nuevas obligaciones de PEMEX en 2008 fueron el resultado de la aprobación de una reforma energética que, entre otros aspectos, modificó el marco jurídico de PEMEX en cuanto su autonomía presupuestaria y del manejo de su deuda, pues la (nueva) Ley de Petróleos Mexicanos, aprobada en 2008, dotaba a la empresa estatal de mayores facilidades administrativas y de gestión de su deuda, siempre que no se sustrajera de los techos de endeudamiento que aprobaba el Congreso (CEFP, 2008). No obstante, sus egresos se definían en el Presupuesto de Egresos de la Federación.

De igual manera, los recursos por concepto de derechos, impuestos y aprovechamientos, que PEMEX enteraba al Gobierno Federal, continuaron siendo elevados en comparación de su nivel de utilidades, a tal grado que, desde 2008, el rendimiento neto de sus operaciones

arrojan cifras negativas, a excepción del año 2012, cuya monto ascendió a una cifra de apenas 2,600 millones de pesos (Mmdp).

Los regímenes, posteriores al 2008 y anteriores a 2014, no cambiaron sustancialmente, ya que sólo cambiaron las tasas de algunos derechos, manteniéndose un régimen ordinario y un régimen especial para los campos de las zonas mencionados.

Tomando en consideración las diversas modificaciones en el régimen fiscal de PEMEX, y su relación con las finanzas públicas, la empresa se ha visto en la necesidad de endeudarse para continuar, con sus operaciones y con el cumplimiento de sus obligaciones hacendarias. En efecto, las finanzas públicas de México han dependido sustancialmente de los recursos que esta empresa transfiere al gobierno federal. Este hecho no sólo ha acrecentado la dependencia petrolera de las finanzas públicas de los recursos petroleros, sino que también ha mermado la capacidad productiva y operativa de PEMEX (Clavellina Miller, 2014).

En término de la producción durante los últimos años (2004-2016), el tema sobre los hidrocarburos, y en específico el tema petrolero, adquieren total relevancia no sólo por el contexto internacional de bajos precios del crudo, sino también por una caída en la producción de la plataforma petrolera, un fenómeno que no se había observado recientemente.

El panorama de precios de petróleo por debajo de los 45 dólares por barril (dls/bar) desde 2016, en combinación con la caída sostenida de la producción, son factores que desestabilizan las finanzas públicas, en el corto y el mediano plazos, ya que en el proceso presupuestario se realizan estimaciones anuales a los valores de los hidrocarburos extraídos. Por tanto, cuando los valores resultan estar sobreestimados, para un determinado ejercicio fiscal, las empresas y organismos, pertenecientes al sector público mexicano, tienen la facultad de recurrir a los mercados financieros para emitir de deuda.

En fechas recientes (en 2013 y 2014), el Congreso de la Unión (Congreso) aprobó una Reforma Energética de carácter estructural, la cual modificó los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (CPEUM), en los cuales se establece, entre otras cuestiones, las nuevas reglas a las que están sujetos todos los participantes del sector energético en México.

Derivado de las modificaciones de los artículos constitucionales mencionados, el Congreso aprobó también nueve leyes en materia de energía, así como la modificación a doce leyes ya existentes, dando como resultado un total de veintiún ordenamientos jurídicos con carácter de ley<sup>4</sup>, cuyo objetivo de manera conjunta es normar a todos los actores del mercado energético mexicano, tanto del sector público, como del sector privado.

La Reforma energética de 2013-2014, en materia de hidrocarburos, rompe con el paradigma petrolero en México, en el cual el Estado, a través de un monopolio público, debía ser el único en encargado de llevar a cabo las actividades económicas del sector, puesto que en la actualidad, PEMEX, en calidad de Empresa Productiva del Estado (EPE), competirá con otras empresas, públicas y privadas, en todas aquellas actividades que componen al sector de hidrocarburos.

Con la puesta en marcha de la Reforma Energética, a partir de 2015 entró en vigor un nuevo régimen fiscal para las actividades de exploración, extracción, comercialización y distribución de hidrocarburos, donde las obligaciones fiscales toman en cuenta por primera vez la participación de personas morales distintas de PEMEX, a lo largo de la cadena de valor de este sector. El nuevo régimen fiscal dista de los esquemas que PEMEX, como única empresa en el sector, manejaba hasta 2014.

Para garantizar que el tránsito al nuevo modelo económico del sector fuera el más eficiente, se articularon nuevas instituciones con las que ya existían, dotándolas ahora de mayor autonomía en la toma de decisiones en las actividades económicas concernientes a este sector. Adicionalmente, la nueva organización institucional permite regular adecuadamente la participación del sector privado (nacional y extranjero) en las actividades económicas que, anteriormente, sólo podía llevar a cabo el Estado por medio de PEMEX y sus organismos subsidiarios.

Derivado de lo anterior, por ley se creó un fideicomiso público denominado Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (FMPED), que se encarga de «recibir, administrar, invertir y distribuir los ingresos derivados de las asignaciones y los contratos»<sup>5</sup>,

---

<sup>4</sup> Las leyes se presentan en el cuadro 3.16 del capítulo 3.

<sup>5</sup> Ver el artículo 1° de la Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (DOF: 11/08/2014).

establecidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), y diseñados en coordinación la SENER.

El mecanismo de transmisión, que tienen los precios internacionales del precio del crudo, a las finanzas públicas nacionales, se da a través del nivel de recursos obtenidos por la vía de ingresos petroleros que, al presente, se componen de los ingresos propios de PEMEX y de aquellos que ésta entera al Gobierno federal (derechos a los hidrocarburos, impuestos y otras contraprestaciones al Estado).

Por los motivos expuestos en los párrafos anteriores, es necesario analizar el nuevo régimen fiscal aplicado al sector de hidrocarburos, ya que para cualquier país petrolero, éste es el instrumento con el que cuenta el Estado para la gestión de los recursos y la administración de los riesgos económicos en este sector. Sin embargo, surgen una serie de cuestionamientos, tales como ¿qué medidas se deben adoptar el sector público para que la transición de mercado no desestabilice las finanzas públicas en el corto y mediano plazo? ¿Qué tan sólido es el nuevo régimen fiscal? ¿La incorporación de la iniciativa privada, en el sector hidrocarburos, logrará aumentar los niveles de recursos provenientes de la renta petrolera? ¿En qué medida debe actuar PEMEX frente a otros participantes para generar una competencia de mercado?, ¿cuáles serían, en el corto plazo, las fuentes de financiamiento público que aportaba PEMEX ante la aplicación del nuevo régimen fiscal? ¿El nuevo régimen fiscal del es lo bastante sólido para atraer nuevas inversiones?

El objetivo general que se plantea en esta tesis es mostrar los alcances y límites del régimen fiscal actual aplicado al sector de hidrocarburos y su incidencia que tendrá su sobre los ingresos públicos.

En el mismo sentido, los objetivos específicos que siguen al objetivo general, son: 1) definir, la importancia de las finanzas públicas para en la economía. Bajo esta óptica, también se pretende explicar la forma en que están organizadas las finanzas públicas en México; 2) examinar el desempeño operativo del sector hidrocarburos en México durante los últimos años; 3) comparar los distintos regímenes fiscales que se aplicaron al sector en cuestión, durante el periodo 2006-2016, a fin de descubrir cuál fue el grado de incidencia sobre las finanzas públicas; 4) describir las modificaciones legales en materia energética, y las implicaciones que éstas tienen en el mercado; 5) estimar los alcances a mediano plazo del

régimen fiscal actual del sector hidrocarburos sobre los ingresos públicos totales, así como sus limitaciones; y 6) analizar la composición actual de las finanzas públicas, ubicando sus principales retos a futuro.

La postura adoptada en este trabajo de investigación, es que sí se requiere de mecanismos de mercado para alentar las actividades del sector, ya que el Estado necesita compartir los riesgos asociados a este tipo de actividades económicas. Además, se necesita un régimen fiscal que sea acorde a un modelo empresarial, y no a un modelo de organismo públicos ya que, los objetivos que persiguen una empresa y un ente público son distintos.

La hipótesis que se plantea, es que el régimen fiscal que se derivó de la Reforma energética en materia de hidrocarburos, tiene el potencial para que las finanzas públicas del país dejen de ser dependientes de los ingresos petroleros, en un horizonte de mediano plazo, acorde con los objetivos de estabilidad macroeconómica. Por tanto, el proceso mediante el cual se evidencia la hipótesis, se basa en el desarrollo de cuatro capítulos.

En el primer capítulo, se realiza una revisión teórica sobre el papel que juega el Estado en la economía, y por ende el objeto de estudio de las finanzas públicas, su evolución analítica y su composición: ingresos, deuda y gastos públicos. Con relación a los ingresos, se describen los principales componentes de los impuestos y las características de los sistemas fiscales.

En el segundo apartado del capítulo 1, se hace una descripción de la estructura que las finanzas públicas para el caso mexicano, de acuerdo a las disposiciones jurídicas actuales en que se sustentan las actividades del Estado y su injerencia en la economía mexicana, especificando la manera en que se estima sus ingresos y egresos anualmente, así como la manera en que éstos se clasifican para efectos contables.

En el tercer apartado de este primer capítulo también se hace una revisión a los estudios que se han realizado en torno las características de los regimenes fiscales y la manera en que el Estado ha obtenido los ingresos del sector de hidrocarburos, analizando sus metodologías usadas y las conclusiones que se han obtenido. Ello para partir de los diferentes puntos de vista para conseguir un mayor grado de certeza, con relación a lo que se vive actualmente en el tema petrolero.

Para el segundo capítulo, de principio se evalúa las oportunidades para el desarrollo de proyectos en el sector, con base en los indicadores de desempeño de los más usuales del

sector hidrocarburos, para el caso de México, como son las reservas, la producción y los precios, tanto de petróleo como de gas natural. Posteriormente, se hace un recuento histórico de saldo de la balanza de productos petroleros, destacando las debilidades estructurales que ésta ha tenido, sobre todo en los últimos dos años, y los resultados en la actualidad. Cabe destacar que para este caso, las figuras ilustrativas toman en consideración el largo periodo 1995-2016, sin embargo sólo se analiza el periodo 2006-2016, enfatizando en los últimos dos a años.

El tercer capítulo se explica y analiza los regímenes fiscales que se aplicaron al sector hidrocarburos durante el periodo 2006 a 2016. En primera instancia se abarca el periodo 2006-2014, como el tiempo en que el cual existía una empresa pública que tenía a cargo todas las actividades del sector hidrocarburos, mientras que en otro apartado se dedican algunas líneas para explicar los cambios en materia energética del sector hidrocarburos, y los roles asignados a los participantes comerciales e institucionales que se ha instaurado en el sector, para luego dar paso a la explicación del nuevo régimen fiscal y sus reglas de operación.

Con relación a la parte institucional, se establece las continuidades y los cambios estructurales que se dieron en 2015, cuando el FMPED comenzó a recibir y administrar los recursos que los contratistas y los asignatarios pagaron al Estado, hasta diciembre del 2016. En el mismo sentido, se explica el nuevo papel de PEMEX en el mercado, en calidad de ahora empresa productiva del Estado (EPE).

En el cuarto capítulo se estudia el comportamiento de los ingresos públicos entre los años 2006 y 2016, subrayando la parte de los ingresos petroleros que se han obtenido con la aplicación del régimen fiscal de 2006 a 2014, y los resultados a corto plazo con la puesta en marcha del nuevo régimen fiscal de 2015 y 2016. Por otro lado, se examina la evolución y la composición del gasto público y los déficits fiscales observados recientemente. El punto central de este apartado, es hacer una evaluación de la calidad del gasto público y su impacto económico.

Al final de la exposición de los cuatro capítulos, se habrá alcanzado a cubrir una gran extensión sobre los temas fiscales, sin embargo, también se tiene una serie de límites, puesto que en materia fiscal se puede profundizar aún más. En primer lugar, no se analiza la

reforma hacendaria de 2014, ni tampoco se discute acerca de las reformas fiscales que tuvieron lugar durante el periodo de estudio. En el mismo sentido, no se ahonda en los temas de relacionados con la deuda pública, concerniente a los plazos, su amortización, su origen y su destino; solamente se mostrarán los saldos históricos y su incidencia en la economía.

La metodología que se sigue, parte de una revisión de la literatura disponible en torno a los estudios efectuados sobre el régimen fiscal de PEMEX hasta 2014, y del sector de hidrocarburos, en general, hasta 2016. Posteriormente, se hace un esclarecimiento de tipo histórico-jurídico el régimen fiscal de PEMEX, cuyo contenido se encontraba en la Ley de Ingresos de la Federación y de la Ley Federal de Derechos. En el mismo sentido se evalúa los cambios al régimen fiscal, que se aplica ahora a todo el sector, los cuales se manejan de manera exclusiva en la nueva Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LIH).

Derivado de lo anterior, se analiza los flujos históricos de los ingresos y egresos del sector público presupuestario, a fin de ubicar de manera precisa en grado de incidencia de la renta petrolera sobre el conjunto de las finanzas públicas. Cabe precisar que, por el lado de los ingresos, además de estimar el monto de los ingresos derivados de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, se dedica un apartado al estudio del tránsito en la recaudación pública sobre los impuestos a los combustibles, en el ámbito de un mercado en competencia.

Por último, esta tesis pretende ser un trabajo ilustrativo de la transición por la que está atravesando México, tanto en su sector público como el sector de hidrocarburos, hecho que puede ser vista como una cuestión dudosa e incierta, o como una oportunidad para posicionar a México como país atractivo, en materia de energética y comercial. En efecto, se trata de un debate que no escapa de la opinión pública, y por esta razón la tesis culmina con una serie de conclusiones obtenidas de los capítulos previamente descritos, de las cuales se derivan algunas observaciones, que al mismo tiempo sirven de base para aportar algunas recomendaciones en torno estos temas.

## Capítulo 1

### Marco teórico-conceptual de las finanzas públicas y de los regímenes fiscales en el sector hidrocarburos

«Cierta análisis teórico es el prelude necesario de la investigación empírica».

Earl R. Rolph (1954) *Teoría tributaria*

#### 1.1. El Estado y las finanzas públicas en la ciencia económica

Las actividades económicas que se desarrollan en algunos países, se sitúan sobre una plataforma de carácter mixto, donde actúan de manera simultánea la esfera de lo público y de lo privado. Por lo tanto, las acciones que realiza la primera, repercuten sobre la otra y viceversa. En este sentido, la participación del Estado en la economía no es un tema de reciente aparición, ya que las ideas que se discuten actualmente en torno al papel que éste desempeña en la economía, encuentran sus orígenes en el siglo XVIII, en Francia e Inglaterra (Stiglitz, 2003).

La definición de Estado que ofrece Ramírez (2000), es que se trata de “una persona jurídica formada por una comunidad política, asentada en un territorio determinado y organizado soberanamente en un gobierno propio con decisión y acción”. Ciertamente, esta definición es muy general comparado la extensa teoría que existe sobre el Estado, no obstante, es funcional para este trabajo de investigación.

Por su parte, el Sector Público se refiere al conjunto de instituciones, organismos y empresas que realizan actividades económicas a nombre del Estado, lo que para Ayala (1999) «se trata de una autoridad formal para tomar decisiones que trascienden a los grupos privados y al mercado» (p. 25).

En otras palabras, mientras que el Estado es una persona jurídica y política (cuyas tareas no se enfocan exclusivamente a las actividades económicas), el sector público es una figura netamente económica. Cabe mencionar que la manera en que se coordinan el sector público y el Estado es a través de la administración pública, la cual vigila la gestión de bienes o de un patrimonio para fines concretos plasmados en la ejecución de la ley (Del Campo U., Marsal, & Garmendia, 1987, pág. 65).

Las investigaciones sobre del sector público tienen como base la **economía pública**, la cual, de acuerdo con Ayala Espino (1997):

Es la rama de la economía que estudia el comportamiento, la organización, la estructura y las funciones del sector público de la economía en su sentido más amplio. Es decir, comprende el estudio del gasto y el ingreso públicos, ya tradicionales en las finanzas públicas, pero analizados bajo una nueva perspectiva. (p. 3)

El estudio de las finanzas públicas clásicas fue el sustento que dio origen al concepto de economía pública, ya que los primeros estudios de a las finanzas públicas (tradicionales) estaban orientadas de manera primordial a la parte de los ingresos públicos, sin tener una base teórica sólida en las decisiones presupuestales. Por esta razón, a mediados del siglo pasado el estudio de las finanzas públicas transitó hacia el estudio de la economía pública, amalgamando tres ramas teóricas de la economía: las finanzas públicas, la economía del bienestar y la elección pública (Ayala E., 1997).

Hoy en día, la definición moderna de finanzas públicas se asocia al “conjunto de instrumentos relacionados con los ingresos públicos, el gasto público, el endeudamiento interno y externo del Estado” (Gutiérrez L., Finanzas Públicas en México, 2013).

Cuando el análisis de las finanzas públicas articula a los gobiernos locales, se le denomina hacienda pública, de ahí que la definición, que Groves (1980) proporciona al respecto es que:

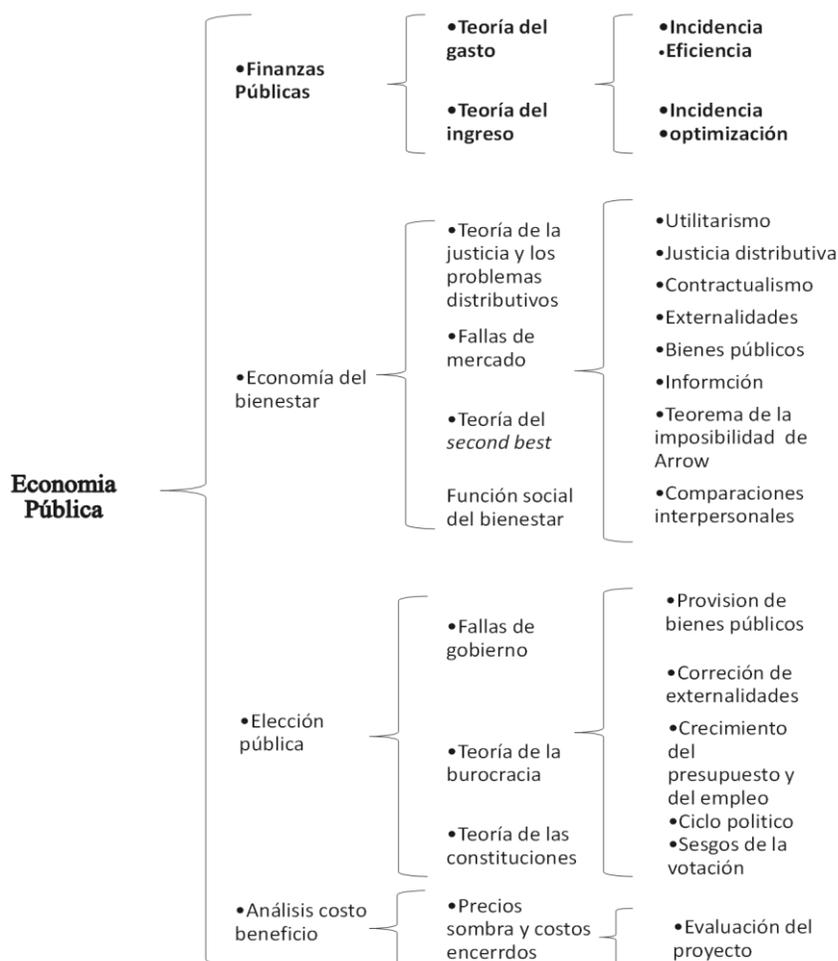
La hacienda [pública] es un campo de investigación en que se estudian los ingresos y los egresos de los gobiernos, tanto federales como estatales o locales. En los tiempos modernos incluye este estudio cuatro dimensiones principales: recaudación pública, gasto público, deuda pública y ciertos problemas del sistema fiscal en su conjunto, tales como administración fiscal y política fiscal. (p. 16).

Aunado con lo anterior, Ayala (1997) y Gutiérrez (2013) argumentan que el estudio actual de las finanzas públicas surge de la necesidad de analizar el campo de acción de Sector Público en la economía, de ahí que éstas, además de estar asociadas con los ingresos, la deuda y los gastos del Estado, involucran también otros aspectos, como la distribución del ingreso, la estabilidad del nivel de precios y el desarrollo económico.

Tomando en consideración lo anterior, el esquema de la figura 1.1 permite ubicar el lugar que ocupa el estudio actual de las finanzas públicas, dentro del amplio conjunto teórico de la

Economía Pública. Cabe mencionar también que, tanto el gasto como los ingresos públicos, inciden directa e indirectamente en las decisiones de los agentes económicos. Los elementos que ofrecen los teóricos de las finanzas públicas dan muestra de la importancia que éstas tienen para la economía en su conjunto.

**Figura 1.1. Ramas de la economía pública**



Fuente: Esquema tomado de Ayala (1997) Economía Pública. Una guía para entender al Estado.

En términos macroeconómicos, el Estado cuenta con dos instrumentos que le ayudan a cumplir las metas de política macroeconómica. Dichos instrumentos son la política monetaria y la política fiscal. En el mismo sentido, las metas a cumplir son: un nivel de precios estable, un crecimiento sostenido de la economía y un nivel de desempleo bajo (Samuelson & Nordhaus, 2010).

La política monetaria, en su definición más simple, es el instrumento que regula la cantidad de dinero en circulación, el crédito y el sistema bancario de la economía. Todo ellos se

efectúa a partir de las decisiones que adopte el banco central, concernientes a la tasa de interés de corto plazo (Samuelson & Nordhaus, 2010).

Por otro lado, la política fiscal, es un instrumento que denota los gastos que realiza el Estado, las transferencias y la estructura del sistema impositivos (Dornbusch, Fischer, & Startz, 2004).

### **1.1.1 Gasto público**

La teoría del gasto (y su incidencia) tiene como principal autor a Musgrave (1969), quien argumenta que el Estado cuenta con tres brazos (o ramas) económicos que ayudan a las autoridades hacendarias a llevar a cabo un buen manejo de presupuesto. El primer brazo es el de los servicios, cuya función es la adecuada *asignación* de los recursos, lo cual se logra atendiendo y analizando las necesidades públicas y sociales; el segundo brazo de la hacienda pública es el de la *distribución*, cuyo objetivo es conseguir ajustes en la riqueza y la distribución del ingresos, a través de un mecanismo impositivo justo (y de transferencias, en el mismo sentido). Por último, el brazo o rama de la *estabilización*, en cuyas prouvidencias se atiende la estabilidad del empleo y del nivel de precios, ello a través de la ejecución de políticas públicas.

Además, de las funciones de asignación, estabilización y distribución del gasto, que realiza el Estado, se encuentra también la función de coordinación, la cual engloba las tres funciones principales, procurando que éstas sean satisfechas (Ayala E., 1997).

Por otro lado, en términos de la teoría económica convencional se dice que el Estado interviene en la economía porque el mercado presenta fallas (Stiglitz, 2003), las cuales el Estado trata de corregir por diversos instrumentos, como lo es el gasto público. Así, Charles Allan C. (1974) identifica que la distribución de los bienes (y servicios) que se rigen por el mecanismo de mercado, se guía por dos principios: el de exclusión y el de las preferencias reveladas.

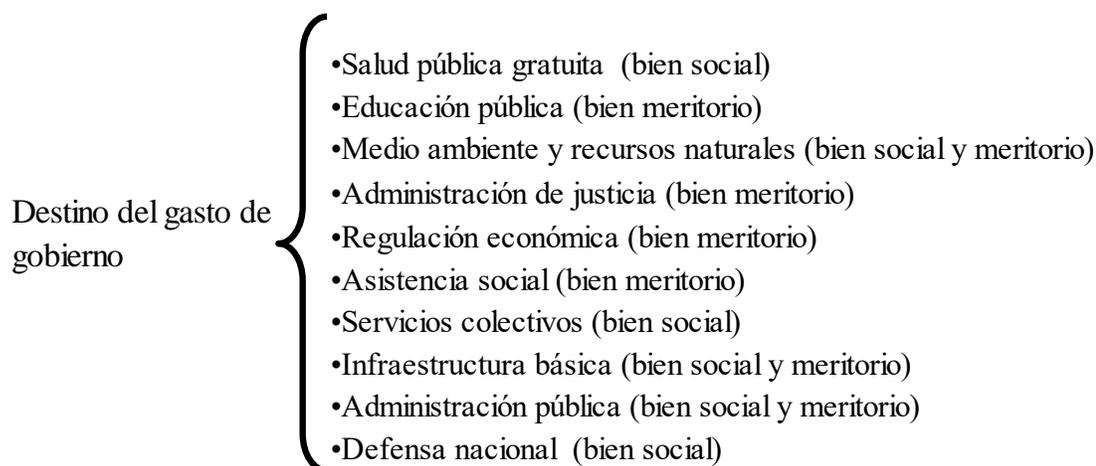
El principio de exclusión significa que si algún consumidor no puede pagar un bien determinado, entonces quedará excluido del beneficio que éste le produciría. En cuanto al principio de las preferencias reveladas, se dice que los consumidores, por lo regular, revelan sus gustos y preferencias de ciertos bienes, debido a la presencia de patrones de consumo.

En el extremo opuesto, existen una serie de bienes particulares que el mercado no produce, porque no existen los incentivos de mercado establecidos por Charles Allan (1974). Este tipo de bienes son los “bienes sociales” y los “bienes meritorios”.

Los bienes sociales son aquellos que el Estado suministra a los individuos en calidad de consumo conjunto, es decir, nadie quede excluido de su goce (cualidad contraria al principio de exclusión en el mercado), lo cual implica que si un individuo adicional disfrute de dicho bien, no se incurre en un costo adicional; en otros términos, el costo marginal es nulo. A este tipo de bienes también se les conoce como “bienes públicos puros” (Stiglitz, 2003).

Los bienes meritorios se caracterizan por encontrarse disponibles en el mercado, pero son poco consumidos debido a que no se conoce su utilidad futura; sin embargo, éstos generan externalidades positivas. Su bajo consumo se debe a que, frente a la amplia gama de bienes comerciales, los beneficios de algunos de ellos son fácilmente comprensibles, no obstante, los beneficios de los bienes meritorios no comparten esta característica (por ejemplo, la educación). Asimismo, la contraparte a estos bienes son los llamados “no meritorios”, los cuales, además de ser consumidos en exceso, porque reportan una utilidad inmediata, causan externalidades negativas, de ahí que una de las tareas que tiene el Estado es tratar de inhibir su consumo.

**Figura 1.2 Ejemplos de destino del gasto público, en función del tipo de bien público al que pertenece.**



Fuente: elaboración propia con base en Ayala (1997). La economía pública.

De manera concreta, en la figura 1.2 se esquematizan algunos de los bienes (y servicios) que no se suministran por mecanismos de mercado. Tal y como se observa, el destino del gasto por parte del Estado abarca escenarios micro (como la regulación) y macroeconómicos (como la inversión en infraestructura).

La manera en que se distribuyen los recursos públicos, a estos y muchos otros rubros, se guían por una serie de planes y programas plasmados en un presupuesto, cuyas directrices dan prioridad a los asuntos que cada economía contempla, según su contexto. Así, «los gobiernos utilizan el presupuesto para planear y controlar las finanzas pública. Un presupuesto muestra los gastos que el gobierno planea en sus programa» (Samuelson & Nordhaus, 2010).

### **1.1.2 Ingresos públicos**

No obstante de lo anterior, para que el Estado pueda ejecutar las funciones, previamente descritas, se necesitan fuentes de ingresos consistentes, que puedan cubrir los gastos de los gobiernos federal y local.

Actualmente, la principal fuente ingresos públicos con que cuentan la mayoría de las economías, provienen de los impuestos que pagan los contribuyentes, aunque existe la posibilidad de recabar recursos por otras fuentes, por ejemplo la venta de bienes y servicios públicos, la venta de los activos del gobierno y el endeudamiento.

Concerniente al tema de los impuestos, Eherger, B. (1944), citado por Arriaga (2001), los define como “Las prestaciones [...] al Estado y demás entidades de derecho público que, las mismas reclaman en virtud de su poder, en forma y en cuantía determinada unilateralmente y sin contraprestación especial con el fin de satisfacer necesidades colectivas”.

Al analizar esta definición, resalta el carácter de unilateralidad, puesto que nadie, al pagar los impuestos, recibe un beneficio directo e inmediato por parte de las autoridades fiscales, sino que se asigna al conjunto de la sociedad por medio un presupuesto. Es por ello que las transferencias de recursos al Estado tienen efectos en la economía, ya que modifican las decisiones de consumo, ahorro e inversión. Asimismo, el hecho de no pagarlos implica una violación a la ley, debido al carácter coactivo que tiene el Estado (Arriaga C., 2001).

En términos generales, un régimen fiscal es el conjunto de normas, derechos, obligaciones e instituciones que rigen la situación tributaria de una persona física o moral, por el desarrollo de una determinada actividad económica (Gutiérrez L., 2013).

En lo que concierne a la percusión de los impuestos, Charles Allan (1974) y Gutiérrez (2013), señalan que la principal clasificación que se puede hacer en la taxonomía de los impuestos, es en “directos” e “indirectos”.

Los impuestos directos se caracterizan porque gravan a los ingresos y a la riqueza de los individuos, de manera directa, mientras que los indirectos gravan a las ventas, siendo el consumidor quien paga efectivamente el impuesto, es decir, existe un mecanismo de traslación de impuestos, un proceso mediante el cual una persona fuerza a otra persona a pagar la tributación vía alza de precios de los bienes vendidos, hecho que genera a la primera persona la recuperación del monto tributario (Arriaga C., 2001 y Gutiérrez L., 2013).

**Cuadro 1.1 Elementos de los impuestos**

Elemento	Definición
Sujeto	Persona física o moral o moral (nacional o extranjera) que, de acuerdo con las leyes está obligada al pago de una prestación determinada al fisco federal. Al sujeto del impuesto también se le denomina causante o contribuyente.
Objeto	es el hecho que genera el crédito fiscal
Cuota o tasa	es el monto del impuesto que comúnmente se expresa en porcentaje, que es pagado por unidad base
Fuente	Es la cantidad de bienes o riqueza donde se obtiene lo necesario para pagar el impuesto
Base	Es el monto sobre el cual se determina el impuesto

Fuente: Elaboración propia con base en Arriaga (1999) *Las finanzas públicas en México*

Resultado de lo anterior, la ciencia económica guarda especial interés en estudiar la incidencia que tienen los impuestos. En efecto, se trata de identificar quién o quiénes pagarán la carga material de los impuestos, ya que la incidencia “se presenta cuando el impuesto llega a un tercero que, por las características de la ley, ya no puede trasladarlo a otro” (Gutiérrez L., Finanzas Públicas en México, 2013).

Los elementos que componen los impuestos, definidos en el cuadro 1.1, describen cada una de las alícuotas impositivas que se toman en consideración al momento de analizar el tema de los impuestos. Si se parte de la relación entre el la tasa impositiva y la base, se puede clasificar a los impuestos de dos maneras: impuestos específicos e impuestos *ad valorem*.

Los primeros, se cobran como una parte fija nominal por cada unidad de la cantidad que cause el impuesto, en contraste, los impuestos *ad valorem* se cobran como un porcentaje sobre el la base o sobre el precio, ello en el caso de bienes de consumo (Sunley, Yurekli, & Chaloupka, 2000).

Por otro lado, Charles Allan (1974) y Groves (1980), quienes también analizan las características de los impuestos en función de la cuantía de la cuota (o tasa) impositiva y de la base, ambos argumentan que éstas pueden hacer que un impuesto sea regresivo, progresivo o proporcional, dependiendo de la fracción que la tasa tome del ingreso ante variaciones de éste.

En término simples, tal como se muestra en la gráfica 1.1, los impuestos progresivos son aquellos cuya tasa toma una mayor proporción de los ingresos cuando éstos aumentan. En consecuencia, se dice que un impuesto es regresivo cuando la tasa impositiva toma una porción menor del ingreso cuando éste aumenta (Allan, 1974); finalmente, si la tasa impositiva toma una fracción constante de los ingresos del sujeto, entonces el impuesto es proporcional.

Groves (1980) por su parte, relaciona la base y la tasa impositiva aritméticamente, a efectos de explicar cómo es que se puede identificar la regresividad o progresividad de los impuestos, por lo que, partiendo de la fórmula  $B \times t = Total$ , al descomponerla en términos de  $t$ , se obtiene:

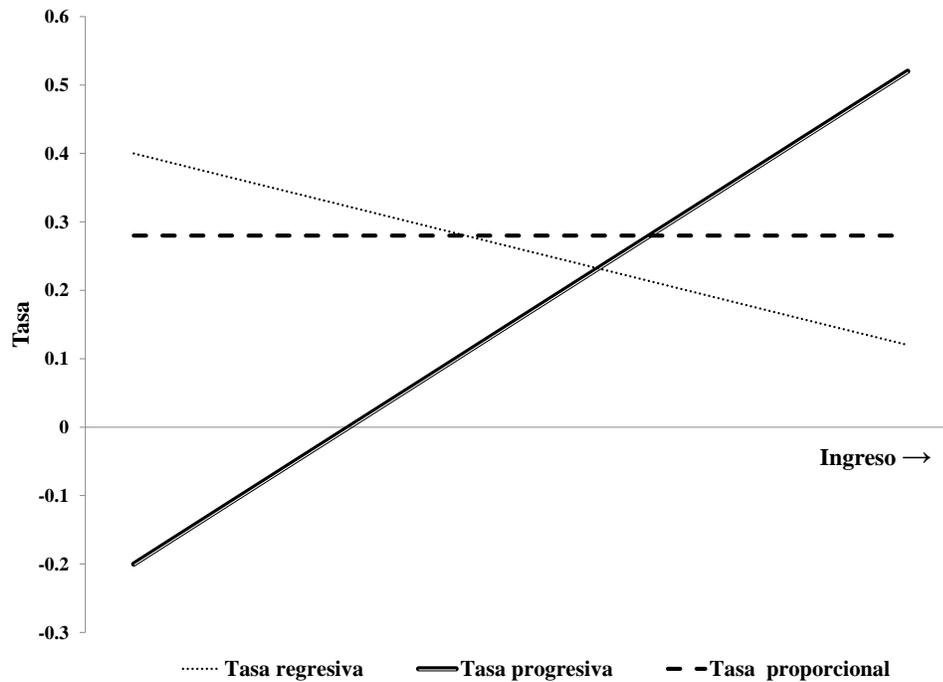
$$t = \frac{Total}{B}$$

Donde:

- $t$  es la tasa del impuesto,
- $B$  es la base impositiva; y
- $Total$  es el total rendimiento de un impuesto determinado.

A partir de la ecuación de  $t$ , se establece que un impuesto será regresivo si la tasa,  $t$ , disminuye a medida que la base,  $B$ , aumenta; y será progresivo si la tasa,  $t$ , permanece igual aunque aumente la base,  $B$ .

**Gráfica 1.1. Tipos de impuestos según su tasa**



Fuente: elaboración propia con base en Allan (1974). *Teoría de la tributación*.

Un aspecto fundamental sobre los impuestos, y en general a los sistemas tributarios, es la eficiencia impositiva con la que se deben éstos se manejan. Al respecto, Groves (1980) establece una serie de principios, los cuales se derivan de los “cánones de la imposición”, establecidos en el siglo XVIII por el economista inglés, Adam Smith (1723-1790). Dichos principios tributarios son: 1) proporcionalidad (o de justicia), 2) certeza, 3) comodidad y 4) economía.

Dicho sea de paso, de los principios mencionados que rigen a los impuestos, el primero de ellos, el de proporcionalidad, engloba dos conceptos ampliamente utilizados en los regímenes tributarios: equidad y neutralidad. De ahí que Charles Allan (1974), coincidiendo con Groves (1980), formulan los siguientes **criterios de eficiencia impositiva**:

- **Equidad impositiva:** se dice que los impuestos deben ser justos y aceptables por parte de los contribuyentes, a de evitar una posible evasión de las obligaciones tributarias. es decir, se requiere cierto grado de racionalidad en los métodos de imposición (Groves, 1980).

Asimismo, se distingues dos tipos de equidad impositiva: horizontal y vertical. La primera se refiere al trato igualitario que las autoridades hacendarias deben dar a sus

contribuyentes fiscales, mientras que la equidad vertical establece que un sistema tributario debe ser diseñado para dar un trato impositivo diferente a aquellos individuos que se encuentren en condiciones diferentes al resto (Gutiérrez, 2013).

- **Neutralidad impositiva:** este principio dicta que un sistema impositivo no debe perturbar el funcionamiento del mecanismo de mercado. Para Ortega, Clavellina y Candaudap (2015), al estudiar los regímenes fiscales, afirman que la neutralidad hace alusión a la invariabilidad en las inversiones de los agentes económicos, con o sin la presencia de las obligaciones tributarias.
- **Certeza impositiva:** por un lado, se refiere a que los impuestos deben resultar inteligibles para los contribuyentes, es decir, éstos deben saber los montos, las fechas y la forma de los pagos. Por otro lado, este criterio establece que las estimaciones de recaudación deben ser lo más acertadas posibles para las autoridades fiscales, lo cual implica que éstas deben evaluar el contexto económico (micro y macro) que les permita cumplir con sus objetivos recaudatorios.

Derivado de lo anterior, el criterio de certeza engloba, tanto el análisis de la incidencia impositiva, como lo correspondiente a la previsión de la evasión fiscal (Allan, 1974)

- **Evidencia impositiva:** “es el grado en que los contribuyentes son conscientes de sus pagos por impuestos” (Allan, 1974). Este principio es relevante en el proceso democrático, ya que, al ser los impuestos un costo que cargan los individuos por la cantidad de bienes sociales y meritorios suministrados por el Estado; así, mientras más evidente es la tributación, las personas están juiciosas “para votar en favor de los que constituye su elección preferida” (Allan, 1974).
- **Eficiencia administrativa de los impuestos:** implica analizar la relación entre el costo de recaudación de los impuestos y el monto de lo recaudado, a fin de evaluar los efectos recaudatorios.

### 1.1.3 Déficit público

Cuando en el mismo ejercicio fiscal, el nivel de gastos se iguala al nivel de ingresos públicos, se dice que el presupuesto se encuentra en equilibrio. Del mismo modo, en ocasiones el monto de los ingresos puede superar a los gastos, dando como resultado un

superávit (o ahorro). Por el contrario, cuando los ingresos son superados por los gastos el resultado es un déficit público.

Paul A. Samuelson y William D. Nordhaus (2010) argumentan que:

Las finanzas públicas modernas distinguen entre el déficit estructural y el déficit cíclico... La parte estructural del presupuesto es activa: se determina con base en políticas fiscales discrecionales, como la relativa a las tasas impositivas, el gasto en obras públicas o educación... En contraste, la parte cíclica del presupuesto se determina de manera pasiva con base en el estado del ciclo de los negocios; es decir, en función de si el ingreso y el producto nacionales son bajos o altos. (p. 657)

En la actualidad, es muy común que los gobiernos presenten déficits en sus cuentas públicas, ello para incidir en el nivel de precios, en el crecimiento y para alcanzar el nivel de pleno empleo. El mecanismo se establece a través de préstamos otorgados por el sector privado. Por lo tanto, los incrementos de los déficit de conllevan a un incremento de la deuda pública (Stiglitz, 2003), es decir, «la deuda del gobierno consiste en el total de los préstamos acumulados por el gobierno» (Samuelson & Nordhaus, 2010).

Contablemente, la clasificación de la deuda está en función de su administración (Groves, 1980). Por consiguiente, la primera clasificación identifica las fuentes de la deuda en interna y externa. En efecto, la primera se establece entre los residentes de un país y su gobierno, mientras que la segunda representa el monto destinado a pagar al extranjero (Groves, 1980). De la misma manera, las autoridades monetarias hacen distinción entre la deuda neta y la deuda bruta. La primera se refiere a la deuda en manos del público, sin incluir la deuda en propiedad del gobierno, mientras que la segunda es igual a la deuda neta más los bonos en propiedad del gobierno (Samuelson & Nordhaus, 2010).

Groves (1980) también dimensiona la deuda en función de su capacidad de ser cotizabile en el mercado (deuda negociable) o no. Adicionalmente, Ayala E. (1997) asume que el endeudamiento adquiere diversas formas, de ahí que para analizar el grado de madurez de la deuda, se debe tener en cuenta los siguientes elementos: deuda consolidada; deuda flotante; deuda fondeada; deuda programable; y deuda de corto y largo plazo.

Teóricamente, el supuesto que sirve de base para adquirir deuda pública es que los recursos obtenidos por esta vía se destinan a la inversión en bienes de consumo duradero, cuyo

beneficio se extiende a largo plazo. Sin embargo, en ocasiones los recursos obtenidos también se emplean en bienes de consumo no duradero, por lo que destinan a satisfacer las necesidades de corto plazo de los individuos (Ayala E., 1997).

Samuelson & Nordhaus (2010), al analizar los efectos económicos del déficit público, argumentan que, en el corto plazo, el déficit puede utilizarse como un mecanismo capaz de disminuir la brecha entre el producto potencial y el producto real de la economía, por ende se espera que se alcance el nivel de pleno empleo, gracias a los efectos que ejerce el multiplicador keynesiano sobre la demanda agregada.<sup>6</sup> Sin embargo, se corre el riesgo de que aumente el nivel general de precios en la economía. Siendo este el caso, para contrarrestar el efecto derivado del déficit, la autoridad monetaria puede aumentar las tasas de interés, lo que a su vez causaría una baja en la inversión doméstica y una apreciación cambiaria, hecho que ocasionaría una disminución de las exportaciones netas.

En el mismo sentido, para el análisis de largo plazo, Ayala E. (1997) intuye que resulta complicado calcular un monto óptimo de endeudamiento del Estado, al igual que las consecuencias económicas que se deriven de ello. Sin embargo, Samuelson & Nordhaus (2010) establecen que los déficit continuos repercuten de manera negativa en la economía, sobre en la inversión y el crecimiento.

La inversión se verá afectada por dos razones:

En primer lugar, se experimenta una pérdida de eficiencia tributaria, debido a que se crean efectos distorsionadores a los incentivos, ya que, por una parte, el gobierno paga los intereses de los bonos que los individuos han comprado; a pesar de ello, el gobierno cobra impuestos que gravan los ingresos de los mismos individuos, incluyendo los rendimientos ganados.

En segundo lugar, el aumento de la deuda pública merma el acervo de capital del sector privado. En otros términos, en la economía, los individuos tienen la opción de invertir en deuda pública o en capital, sea éste financiero o físico. Por lo tanto «el efecto de la deuda gubernamental es que la gente acumula deuda de gobierno en el lugar de capital privado, y el

---

<sup>6</sup> Para profundizar en el tema, se recomienda ver el capítulo 17 de la obra referenciada de Dornbusch, R., Fischer, S., & Startz, R. (2004).

acervo de capital privado del país se ve mermado por la deuda pública» (Samuelson & Nordhaus, 2010, pág. 661).

Concerniente a la deuda pública y sus efectos en el crecimiento económico, se ha visto que la acumulación de deuda merma el capital y se supone que para pagar los créditos, el gobierno puede crear más impuestos o aumentar las tasas de éstos, creando ineficiencias, cuyo resultado será un aumento en la brecha entre el producto potencial y el producto real. Tratándose de aumentos de la deuda externa, se observará una reducción del ingreso nacional. Es por ello que «considerando todos los efectos, el producto y el consumo crecerán con mayor lentitud de lo que lo hubieran hecho si no se hubiera dado un gran déficit y deuda».

Finalmente, se hace énfasis en que la deuda pública no es, por sí misma, mala para la economía, pero se reconoce que ésta debe ser administrada adecuadamente. Tampoco se debe olvidar que se trata de recursos públicos que las generaciones futuras tendrán que pagar, debido a su naturaleza intertemporal<sup>7</sup>.

## **1.2 Las finanzas públicas en México y la participación del Estado en la Economía**

De acuerdo con Reyes T. (2006), el Estado puede participar en la economía, directa e indirectamente:

- Directa: la facultad jurídica del Estado para participar, a través de sus órganos en el ejercicio de la actividad económica.
- Indirecta: se manifiesta a través del ejercicio de la actividad normativa del Estado, para conducir, condicionar, estimular o restringir la actividad económica que realizan los particulares.

En el caso de México, el marco jurídico en el que se sustentan las actividades, objetivos y los límites, que el Estado tiene en la economía, se encuentran en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (CPEUM), específicamente en los Artículos 25, 26, 27, 28 y 31.

---

<sup>77</sup> Equivalencia ricardiana

El Artículo 25 constitucional establece que, “corresponde al Estado la rectoría del desarrollo nacional”, así como la estabilidad de las finanzas públicas y la planeación del desarrollo nacional. En otro término, tiene la obligación de conducir y orientar la actividad económica nacional, todo ello en coordinación con el sector social y el sector privado.

Además, se dictamina que “el sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas [...] manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos y empresas productivas del Estado que en su caso se establezcan”.

En el Artículo 26 se crean las bases mediante las cuales se regirá el Plan Nacional de Desarrollo. En la Ley de Planeación (LP), derivada de este artículo constitucional, se establece que la planeación del desarrollo tomará en cuenta a todos los sectores, es decir, se hará por medios democráticos, y los planes pueden ser de mediano y corto plazo. En efecto, el artículo 3° de la Ley de la citada, establece que la planeación nacional de desarrollo es «la ordenación racional y sistemática de acciones que... tiene como propósito la transformación de la realidad del país, de conformidad con las normas, principios y objetivos que la propia Constitución y la ley establecen». Por tanto, el cumplimiento dicho propósito se basa en las atribuciones con las que cuenta el Ejecutivo Federal, «en materia de regulación y promoción de la actividad económica, social, política, cultural, de protección al ambiente y aprovechamiento racional de los recursos naturales así como de ordenamiento territorial de los asentamientos humanos y desarrollo urbano».

Por su parte, el artículo 27 constitucional declara que la Nación tiene el dominio directo, inalienable e imprescindible, de todos los recursos naturales que se encuentren dentro del territorio mexicano. Además, establece que “la explotación, el uso o el aprovechamiento de los recursos de que se trata, por los particulares o por sociedades constituidas conforme a las leyes mexicanas, no podrá realizarse sino mediante concesiones, otorgadas por el Ejecutivo Federal”.

En el artículo 28 se decreta la prohibición de monopolios, sobre todo de aquellos bienes, cuyo de consumo sea necesario y estratégico. Sin embargo, no se considerarán monopolios las actividades estratégicas llevadas a cabo por el Estado, como son aquellas relacionadas con “correos, telégrafos y radiotelegrafía; minerales radiactivos y generación de energía nuclear; la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, así como el servicio

público de transmisión y distribución de energía eléctrica, y la exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos”. Tampoco constituyen monopolios aquellas funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva, a través del banco central en las áreas estratégicas de acuñación de moneda y emisión de billetes.

Para que el Estado pueda cumplir cabalmente con las obligaciones establecidas en la CPEUM, necesita recursos con los cuales fundear las actividades que se deriven de ello. Así, la fracción IV del Artículo 31 constitucional dicta que es obligación de todos los mexicanos «contribuir para los gastos públicos, así de la Federación, como de los Estados, de la Ciudad de México y del Municipio en que residan, de la manera proporcional y equitativa que dispongan las leyes».

En este punto, es necesario precisar que, la estructura jerárquica del derecho mexicano establece que el primer ordenamiento jurídico en el que se rigen los individuos, es la CPEUM; en orden de importancia le siguen los tratados internacionales; y en tercer lugar, se encuentran las leyes federales y estatales<sup>8</sup> (Cortés J., s.f.). Por tanto, derivado de lo que la CPEUM dictamina, en México existen tres ordenamientos legislativos primordiales, mediante los cuales el Estado conduce las finanzas públicas: la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria (LFPRH, aprobada en marzo de 2006), la Ley de Ingresos de la Federación (LIF) y la Ley Federal de Deuda Pública (LFDP). Aunado a ello, el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) no tiene carácter de Ley, puesto que sólo lo aprueba una las dos Cámaras que integran el Congreso de la Unión (Congreso);<sup>9</sup> sin embargo, se trata de un documento jurídico sometido a un proceso legislativo similar al de la LIF.

La LFPRH dictamina, en su artículo 1º, que su objetivo es reglamentar lo estipulado en la CPEUM, en materia de la programación, presupuestario, aprobación, ejercicio, control y evaluación de los ingresos y egresos públicos.

De esta manera, el artículo 16º de la LFPRH decreta que:

---

<sup>8</sup> Si se desea profundizar en los debates en torno a este punto, se recomienda leer el material de Teutli O., G. (2009). “El artículo 133 y la jerarquía jurídica en México”. En Seminario de Derecho Internacional (coord.) *Curso de actualización de profesores de derecho internacional privado*. Distrito Federal: Facultad de Derecho, Universidad Nacional Autónoma de México.

<sup>9</sup> Para una lectura más amplia sobre el tema, se recomienda revisar los artículos 72 y 74 fra. IV de la CPEUM.

La Ley de Ingresos y el Presupuesto de Egresos se elaborarán con base en objetivos y parámetros cuantificables de política económica, acompañados de sus correspondientes indicadores del desempeño, los cuales, junto con los criterios generales de política económica y los objetivos, estrategias y metas anuales, en el caso de la Administración Pública Federal, deberán ser congruentes con el Plan Nacional de Desarrollo y los programas que derivan del mismo.

Con relación a los objetivos y los parámetros cuantificables, base de la discusión y posterior aprobación de la LIF y del PEF, son prescritos por el Ejecutivo Federal y entregados al Congreso y a la Cámara de Diputados, por conducto de la SHCP, de acuerdo a los procedimientos que establece el artículo 42 de la LFPRH. Dichos procedimientos se describen en el cuadro 1.2, en el que resaltan los puntos II y III.

Con relación al punto II, Chapoy Bonifaz, citada por Reyes (2006), establece que el presupuesto «es la exposición financiera del plan anual de trabajo del Gobierno... para convertir las metas multianuales de los planes a mediano y largo plazo en objetivos inmediatos para hacerlas realidad, especificando las acciones para llevarlas a la práctica» (pág. 75).

Por esta razón, tal como se señala en el punto III del cuadro 1.2, el paquete económico se compone de cuatro elementos:

1. Los criterios generales de política económica (CGPE);
2. En su caso, la miscelánea fiscal (con las reformas legales a las fuentes de ingresos para el siguiente ejercicio fiscal);
3. La Iniciativa de la Ley de Ingresos de la Federación (ILIF); y,
4. El proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación (PPEF).

Estos documentos son sometidos a revisión por las partes correspondientes –el Congreso o la Cámara de Diputados– para, posteriormente, ser modificados y aprobados en las fechas establecidas por la Ley.

**Cuadro 1.2. Procedimientos para la aprobación de la LIF y el PEF**

	Fecha límite	Quien envía	Quien recibe	Lo que se envía	Elementos que contiene
I	1 de abril	El Ejecutivo Federal, por conducto de la SHCP	Congreso de la Unión	Un documento con información económica	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los principales objetivos para la Ley de Ingresos y el Presupuesto de Egresos del año siguiente</li> <li>• Escenarios sobre las principales variables macroeconómicas para el siguiente año: crecimiento, inflación, tasa de interés y precio del petróleo;</li> <li>• Escenarios sobre el monto total del Presupuesto de Egresos y su déficit o superávit</li> <li>• Enumeración de los programas prioritarios y sus montos</li> </ul>
II	30 de junio	El Ejecutivo Federal, por conducto de la SHCP	Cámara de Diputados	La estructura programática a emplear en el proyecto de Presupuesto de Egresos.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La estructura programática se apegará a lo establecido en la Ley</li> <li>• Los avances físico y financiero de todos los programas y proyectos que se hayan aprobado en el Presupuesto de Egresos vigente con relación a los objetivos planteados en el Plan Nacional de Desarrollo y los programas, y detallará y justificará las nuevas propuestas, señalando las correspondientes opciones de fuentes de recursos para llevarlas a cabo.</li> </ul>
III	8 de septiembre	El Ejecutivo Federal, por conducto de la SHCP	Congreso de la Unión	El paquete económico	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los criterios generales de política económica en los términos del artículo 16 de la LFPRH, así como la estimación del precio de la mezcla de petróleo mexicano para el ejercicio fiscal que se presupuesta determinada conforme a lo dispuesto en el artículo 31 de esta Ley<sup>1/</sup></li> <li>• La iniciativa de Ley de Ingresos y, en su caso, las iniciativas de reformas legales relativas a las fuentes de ingresos para el siguiente ejercicio fiscal.</li> <li>• El proyecto de Presupuesto de Egresos.</li> </ul>
IV	20 de octubre	El Congreso de la Unión	El Ejecutivo Federal	La LIF	Las fuentes de ingresos de la Federación
V	15 de noviembre	La Cámara de Diputados	El Ejecutivo Federal	El PEF	Los destinos del gasto federal
VI	20 días después de que el Congreso y la Cámara de Diputados hayan aprobado lo referido a los puntos IV y V, el Ejecutivo Federal publicará en el Diario Oficial de la Federación, la Ley de Ingresos y el Presupuesto de Egresos de la Federación				

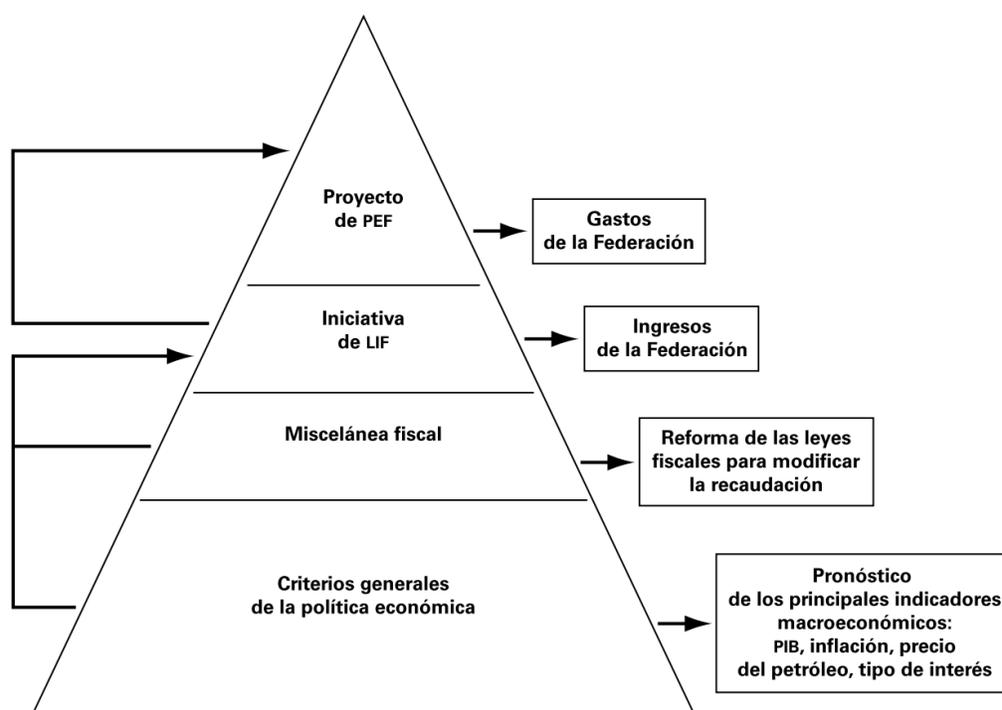
<sup>1/</sup> El artículo 31 trata sobre la metodología para calcular el precio internacional de la mezcla mexicana del petróleo

Fuente: Elaboración propia con base en los artículos 31 y 42 de la LFPRH vigente.

De acuerdo con Tépatch R. (2006), el paquete económico se puede representar en forma piramidal, tal como lo muestra la figura 1.3, donde se aprecia que los Criterios Generales de Política Económica son la base del paquete económico, sobre el que se analizan los ingresos

y la miscelánea fiscal, puesto que los CGPE pronostican las principales variables macroeconómicas, como son: el crecimiento, la inflación, la tasa de interés y los precios internacionales de la mezcla mexicana del petróleo de exportación (MME). A su vez, el Presupuesto de Egresos está en función de los recursos que se hayan estipulado en la LIF.

**Figura 1.3. Estructura piramidal del paquete económico.**



Fuente: figura tomada de Tépach M. (2006) *El procedimiento legislativo en materia de Ley de Ingresos de la Federación y Presupuesto de Egresos de la Federación*.

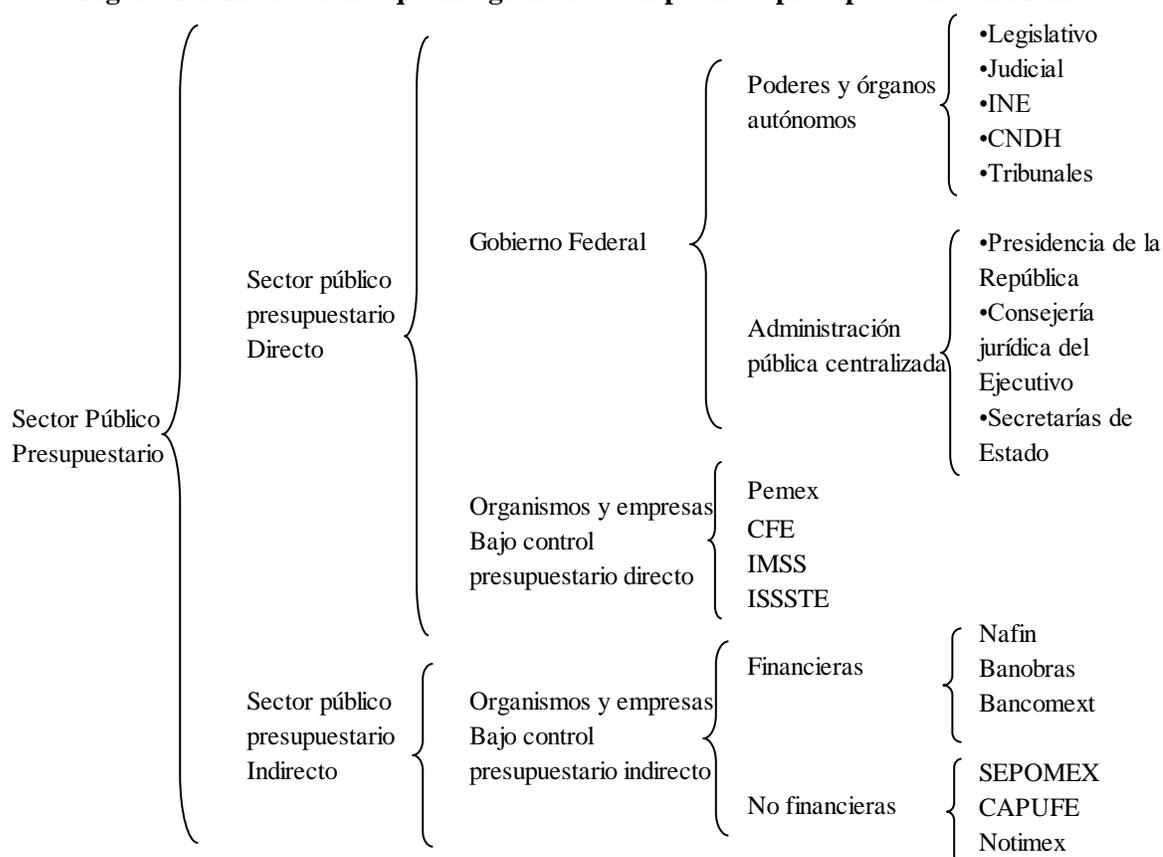
En lo concerniente al sector público en México, éste se puede dividir en dos componentes principales: el sector público presupuestario directo y el sector público presupuestario indirecto, ambos presentados en el diagrama de la figura 1.4. A su vez, el primero integra los recursos del Gobierno Federal y el de las empresas y organismos públicos de control presupuestario directo. Asimismo, el sector presupuestario indirecto, como su nombre lo indica, está constituido por los organismos y empresas, cuyo presupuestario no es controlado directamente por la Federación.

Los recursos, que obtiene el sector público presupuestario directo, están incorporados en su totalidad a la LIF, mientras que el sector público presupuestario indirecto solamente debe

informar a la SHCP el monto de sus ingresos, en los términos que marca la misma Ley. En cuanto al gasto, el proceso es similar al de los ingresos: se establecen los montos de recursos para los organismos y empresas de control presupuestario directo, mientras que, en el caso del sector público presupuestario indirecto, «sólo se incluye el gasto financiado con transferencias y subsidios» (SHCP, 2000, pág. 7)

En materia presupuestaria y del sector hidrocarburos, el presupuesto de PEMEX, anterior a 2015, se plasmaba en el PEF; sin embargo, ahora es evaluado y asignado por el Congreso de la Unión (PEMEX, 2016), pero no tiene injerencia sobre éste, lo que hace de PEMEX una nueva figura del sector presupuestario indirecto con cierto grado de autonomía.

**Figura 1.4. Instituciones que integran el sector públicos presupuestario en México**



Fuente: elaboración propia con base en CEFP (2005) El Ingreso Tributario en México

### 1.2.1 Los ingresos del sector público presupuestario en México

De acuerdo con el Centro de Estudios de las Finanzas Públicas (CEFP, 2005), los ingresos públicos presupuestarios de control directo, se pueden clasificar de cuatro maneras distintas, dependiendo del enfoque de estudio a analizar, tal como se muestran en el cuadro 1.3.

De la primera clasificación, correspondiente a los rubros que integran el artículo 1° de la LIF, en cada periodo presupuestario, se mantuvo la estructura señalada en el cuadro 1.3, hasta el ejercicio fiscal 2001. A partir del año 2002, La LIF adoptó la estructura de la segunda clasificación mostrada en el mismo cuadro; es decir, la LIF identifica, por un lado, las fuentes de ingreso del gobierno federal y, por otro lado, las de los organismos y empresas públicos.

Los ingresos del gobierno federal se pueden dimensionar en tributarios y no tributarios; en 2016 los impuestos vigentes de acuerdo a la LIF, fueron el Impuesto Sobre la Renta (ISR); el Impuesto al Valor Agregado (IVA); el Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS); el Impuesto Sobre Automóviles Nuevos (ISAN); los impuestos a la exportación y a la importación; Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (IAEEH); entre otros.

Los ingresos federales no tributarios, son aquellos que se captan por concepto de «Derechos, Productos, Aprovechamientos y Contribuciones de Mejoras, así como los recursos que obtienen los Organismos y Empresas bajo control directo presupuestario» (CEFP, 2005).

De acuerdo con la clasificación por rubros de los ingresos, contemplados en la contabilidad gubernamental<sup>10</sup>, el Consejo Nacional de Armonización Contable (CONAC) define a los Derechos, Productos, Aprovechamientos y Contribuciones de Mejoras de la siguiente manera, los Derechos son:

---

<sup>10</sup> Ver DOF: 09/12/2009, Clasificador por Rubros de Ingresos, en: [dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5123935&fecha=09/12/2009](http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5123935&fecha=09/12/2009)

**Cuadro 1.3. Clasificación de los ingresos públicos del sector presupuestarios**

1) Ley de Ingresos de la Federación	2) Institucional	3) Petroleros y no petroleros	4) Tributarios y no tributarios
<b>Impuestos</b>	<b>Gobierno Federal</b>	<b>Petroleros</b>	<b>Tributarios</b>
ISR	<b>Tributarios</b>	IVA	ISR
IVA	ISR	IEPS	IVA
IEPS	IVA	Importaciones	IEPS
Importaciones	IEPS	Derechos y aprovechamientos	Importaciones
Otros impuestos	Importaciones	Propios de PEMEX	Tenencia
<b>Aportaciones de la Seguridad Social</b>	Tenencia	<b>No petroleros</b>	Otros
<b>Contribuciones de mejoras</b>	ISAN	<b>Tributarios</b>	<b>No Tributarios</b>
	Otros	ISR	Gobierno Federal
<b>Derechos</b>	<b>No Tributarios</b>	IVA	Derechos
<b>Contribuciones no comprendidas en los puntos anteriores, causadas en ejercicios anteriores pendientes de liquidación o de</b>	Derechos	IEPS	Productos
	Productos	Importaciones	Aprovechamientos
	Aprovechamientos	Tenencia	Contribuciones de Mejoras
	Contribuciones de Mejoras	ISAN	
<b>Productos</b>	<b>Organismos y empresas</b>	Otros	Organismos y Empresas
<b>Aprovechamientos</b>	PEMEX	<b>No tributarios</b>	PEMEX
	CFE	Gobierno Federal	CFE
<b>Ingresos derivados del financiamiento</b>	Empresas de participación estatal	Derechos	Resto
		Productos	
	Cuotas y aportaciones a la seguridad social	Aprovechamientos	
		Contribuciones de mejoras	
<b>Otros ingresos</b>		Organismos y empresas distintas de PEMEX	

Fuente: CEFP (2005). *El Ingreso Tributario en México y la LIF 2016*

Las contribuciones establecidas en Ley por el uso o aprovechamiento de los bienes del dominio público, así como por recibir servicios que presta el Estado en sus funciones de derecho público, excepto cuando se presten por organismos descentralizados u órganos desconcentrados cuando en este último caso, se trate de contraprestaciones que no se encuentren previstas en las Leyes Fiscales respectivas. También son derechos las contribuciones a cargo de los organismos públicos descentralizados por prestar servicios exclusivos del Estado.

Por su parte, los Productos, de acuerdo con los lineamientos del CONAC, son definidos como las «contraprestaciones por los servicios que preste el Estado en sus funciones de derecho privado, así como por el uso, aprovechamiento enajenación de bienes del dominio privado».

En el mismo sentido, los Aprovechamientos «son los ingresos que percibe el Estado por funciones de derecho público distintos de las contribuciones, de los ingresos derivados de financiamientos y de los que obtengan los organismos descentralizados y las empresas de participación estatal». Un aspecto importante a resaltar en este punto, es que los remanentes de operaciones del Banco de México se registran en este rubro.

Las Contribuciones de mejoras son establecidas en Ley a cargo de las personas físicas y morales que se beneficien de manera directa por obras públicas.

Por otro lado, desde el punto de vista de presupuestario del sector paraestatal, los organismos y empresas de control presupuestario directo<sup>11</sup> «son aquellas cuyos ingresos están comprendidos en su totalidad en la Ley de Ingresos y sus egresos forman parte del gasto neto del Decreto de Presupuesto de Egresos» (SHCP, 2013, pág. 1).

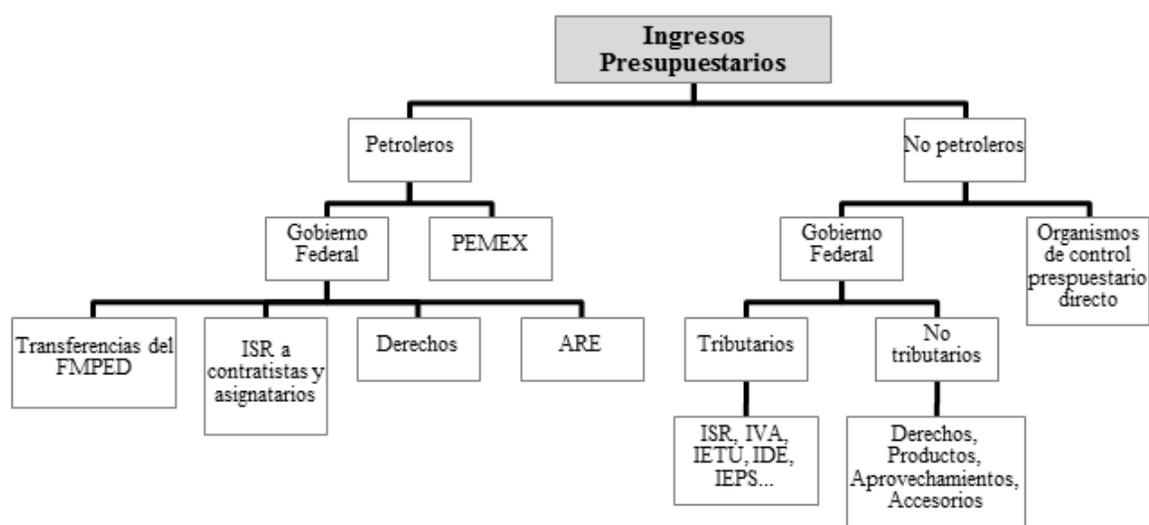
Debido a que México pertenece al grupo de los países productores de petróleo, existe una clasificación que muestra el impacto que este recurso tiene sobre los ingresos públicos presupuestarios, cuyos componentes se indican en la tercera columna del cuadro 1.3.

---

<sup>11</sup> En contraparte, de acuerdo con la SHCP (2013), las entidades de **control presupuestario indirecto**, «son aquellas cuyos ingresos propios no están comprendidos en la Ley de Ingresos ni sus gastos en el Decreto de Presupuesto de Egresos de la Federación. Se integran al Presupuesto de Egresos por los subsidios y transferencias que reciben».

Relativo a los ingresos petroleros, desde el punto de vista institucional, el monto total de lo recaudado por las actividades petroleras, es el resultado de los ingresos propios de PEMEX y los que recauda el gobierno federal por concepto de derechos, impuestos y aprovechamientos, derivados de las actividades de exploración, extracción, comercialización y demás derivados del petróleo (Gutiérrez L., 2013), tal como se esquematiza en la figura 1.5, a partir de 2015 los ingresos por contratistas, asignatarios y transferencias del FMEPD, forman parte del nuevo régimen fiscal del sector hidrocarburos

**Figura 1.5. Taxonomía de los ingresos públicos, petroleros y no petroleros**



**Fuente:** elaboración propia con base en Banco de México: *Sistema de Información Económica, Finanzas Públicas, (CG1) - Ingresos y Gastos Presupuestales del Sector Público*

La última columna del cuadro 1.3 identifica a los ingresos públicos en su clasificación de fuentes tributarias y no tributarias, ello con el fin de evaluar los recursos provenientes de los impuestos y aquellos que provienen de otras fuentes de financiamiento público.

Finalmente, existe la posibilidad de obtener ingresos extraordinarios, que forman parte del endeudamiento público, puesto que se trata de recursos que no son obtenidos por las fuentes recién descritas. En tales casos, se trata de «percepciones que provienen de actos eventuales, para cubrir gastos también eventuales» (Gutiérrez L., 2013, pág. 53). Por tanto, los ingresos también se pueden clasificar en ordinarios y extraordinarios.

## 1.2.2 El gasto público en México y su clasificación

En México, la definición de gasto público tiene una connotación jurídica, establece que se trata de «una erogación nacida de la voluntad estatal o por emanar de un órgano o institución de carácter estrictamente público» (Ayala Espino, 1999, pág. 142). Por otra parte, la SHCP define el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) como «el documento jurídico normativo y financiero que establece las erogaciones que realizará el Gobierno Federal entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de cada año» (SHCP, 2000, pág. 7).

Derivado de lo anterior, el gasto público se ejecuta a través de una serie de programas que, en conjunto, guían el presupuesto a ejecutar para un periodo determinado. Es por esta razón que en la mayoría de los casos, al evaluar el destino que tiene el gasto público, se utiliza la clasificación programática, puesto que permite conocer los objetivos del gobierno a través de programas que permitan ordenar y transparentar el uso de los recursos (Guerrero-Amparán & Patrón-Sánchez, s.f.). Tal como se muestra en el cuadro 1.4, la dimensión programática está integrada por el gasto programable y por el gasto no programable.

**Cuadro 1.4. Diferentes clasificaciones del Presupuesto de Egresos de la Federación**

Tipo de clasificación	Criterios	Conceptos de clasificación
Programática	Erogaciones vinculadas o no a programas gubernamentales específicos y provisión de bienes y servicios públicos	•Gasto programable
		•Gasto no programable
Administrativa	Por ejecutores del gasto y unidades administrativas responsables de la ejecución del gasto	•Entidades de la Administración Central (gobierno federal)
		•Organismos y empresas del sector paraestatal
Funcional	Gastos públicos realizados para atender las funciones públicas	•Desarrollo Social
		•Desarrollo Económico
		•Gobierno
Económica	Erogaciones realizadas para la adquisición de bienes y servicios para cumplir con las funciones y actividades del Estado	• Gasto corriente
		• Gasto de capital

Fuente: cuadro extraído del CEFP (2007) *Manual de “Presupuesto de Egresos de la Federación”*

El gasto no programable es el conjunto de obligaciones que no pueden ser establecidas en programas específicos, tales como las *Participaciones* a las entidades federativas y Municipios y los pagos de la deuda. Por otro lado, el gasto programable constituye una serie de erogaciones destinadas a las instituciones del Gobierno federal, para el cumplimiento de los fines del Estado (SHCP, 2000), ello en congruencia con el Plan Nacional de Desarrollo.

**Cuadro 1.5. Distribución del gasto en la clasificación administrativa**

Ramos Administrativos		Ramos Generales	
2	Oficina de la Presidencia de la República	19	Aportaciones a Seguridad Social
4	Gobernación	23	Provisiones Salariales y Económicas
5	Relaciones Exteriores	24	Deuda Pública
6	Hacienda y Crédito Público	25	Previsiones y Aportaciones para los Sistemas de Educación Básica, Normal, Tecnológica y de Adultos
7	Defensa Nacional	28	Participaciones a Entidades Federativas y Municipios
8	Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación	30	Adeudos de Ejercicios Fiscales Anteriores
9	Comunicaciones y Transportes	33	Aportaciones Federales para Entidades Federativas y Municipios
10	Economía	34	Erogaciones para los Programas de Apoyo a Ahorradores y Deudores de la Banca
11	Educación Pública		
12	Salud	Ramos Autónomos	
13	Marina	1	Poder Legislativo
14	Trabajo y Previsión Social	3	Poder Judicial
15	Desarrollo Agrario, Territorial y Urbano	22	Instituto Nacional Electoral
16	Medio Ambiente y Recursos Naturales	35	Comisión Nacional de los Derechos Humanos
17	Procuraduría General de la República	41	Comisión Federal de Competencia Económica
18	Energía	42	Instituto Nacional para la Evaluación de la Educación
20	Desarrollo Social	43	Instituto Federal de Telecomunicaciones
21	Turismo	44	Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales
27	Función Pública		
31	Tribunales Agrarios	Empresas Productivas del Estado <sup>1/</sup>	
37	Consejería Jurídica del Ejecutivo Federal	TYT	Pemex Consolidado
38	Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología	TVV	Comisión Federal de Electricidad
45	Comisión Reguladora de Energía		
46	Comisión Nacional de Hidrocarburos		
47	Entidades No Sectorizadas	Entidades de Control Directo	
48	Cultura	GYR	Instituto Mexicano del Seguro Social
	<b>Ramo 32 Tribunal Federal de Justicia Administrativa</b>	GYN	Instituto de Seguridad y Servicios Sociales de los Trabajadores del Estado
	<b>Ramo 40 Información Nacional Estadística y Geográfica</b>		

<sup>1/</sup> Son un nuevo tipo de empresas, propiedad del Estado, que hasta el ejercicio fiscal 2014 pertenecían a las Entidades de Control presupuestal Directo. Actualmente, tienen el objetivo de crear valor económico e incrementos de los ingresos de la nación, según el artículo vigésimo de la CPEUM (DOF:20/12/2013).

Fuente: elaboración propia con información de la SHCP, PEF para el ejercicio fiscal 2016, Tomo I, Información global y específica: [www.apartados.hacienda.gob.mx/presupuesto/antPPEF2015/html/tomoi\\_gasto.html](http://www.apartados.hacienda.gob.mx/presupuesto/antPPEF2015/html/tomoi_gasto.html), recuperado el 20 de septiembre de 2016.

Además de la clasificación programática, existe la clasificación administrativa, la cual facilita la ubicación de los responsables directos del gasto (unidades responsables) que pertenecen las instituciones del sector público. Para este fin, el gasto se agrupa en Ramos, tales como los Ramos administrativos, los Ramos Generales, los Ramos Autónomos, los Ramos Autónomos 32 y 40, las Entidades de control presupuestal Directo y las Empresas Productivas del Estado. El desglose de estos Ramos se presenta en el cuadro 1.4

No obstante, para analizar el impacto del gasto público sobre el resto de la economía, es común utilizar la clasificación funcional, que como se especifica en el cuadro 1.4, está compuesta por aquellos rubros del gasto que se destinan al desarrollo social, al desarrollo económico y a las funciones de gobierno. En adición a esto, la clasificación económica (o por objeto de gasto) también permite evaluar el impacto del gasto sobre la economía. Por esta razón se agrupa en dos grandes componentes el destino del gasto: corriente y de capital.

**Cuadro 1.6. Componentes de la clasificación económica del gasto**

Clasificación Económica del gasto total	
Gastos corrientes	Gastos de capital
Gastos de consumo de los entes del gobierno general/ gastos de exploración de las entidades empresariales Remuneraciones Compra de bienes y servicios Variación de existencias (Disminución [+] Incremento [-]) Depreciación y amortización (consumo de capital fijo) Estimaciones por deterioro de inventarios Impuestos sobre los productos, la producción y las importaciones de las entidades empresariales Prestaciones de la Seguridad Social Gastos de la propiedad Intereses Gastos de la propiedad, distintos de intereses Subsidios y subvenciones a empresas Transferencias, asignaciones y donativos corrientes otorgados Impuestos sobre los ingresos, la riqueza y otros a las entidades empresariales públicas Participaciones Provisiones y otras estimaciones	Construcciones en proceso Activos fijos (formación bruta de capital fijo) Incremento de existencias Objetos de valor Activos no producidos Transferencias, asignaciones y donativos de capital otorgados Inversiones financieras realizadas con fines de política económica

Fuente: Gutiérrez L., (2013) *Finanzas Públicas en México*

Una aclaración con respecto a la clasificación económica del gasto, es que contempla únicamente los recursos pertenecientes a la parte programáticas del gasto, excluyendo la no programática, debido a que se desconoce el uso de los recursos nominales a las las Participaciones a Estados y Municipios de la Federación, concerniente a gastos corrientes y gastos de capital. De esta manera, Gutiérrez L., A. (2013) hacer referencia a los gastos corrientes como aquellas erogaciones que la administración pública realiza para la

adquisición de bienes y servicios, pero que no generan un aumento en sus activos, por ejemplo, los servicios personales, los materiales y los suministros.

Por su parte, los gastos de capital, según el CEFP (2007), son las erogaciones que tienen como objetivo incrementar el acervo de bienes de capital y conservar los ya existentes, tales como la inversión física y la inversión financiera.

### 1.3 Estudios sobre sobre el régimen fiscal del sector hidrocarburos en México

En términos generales, Groves (1980) argumenta que los recursos naturales son un tipo de bien que se presenta en la naturaleza sin que se haya efectuado una inversión previa, por lo tanto, esta es una justificación para gravar a este tipo de recursos. En este sentido, según el autor hay tres formas diferentes en que se pueden clasificar a los recursos naturales desde el punto de vista económico, tal como se observa en el cuadro 1.7, donde se aprecia que se propone tres criterios para clasificar a los recursos naturales, en función de su destructibilidad y de su reproducción por métodos productivos.

**Cuadro 1.7. Clasificación económica de los recursos naturales.**

•Destructibles a un tiempo •Pueden reproducirse	•Son destructibles •No se reproducen	•No se destruyen •No se reproducen
Ejemplo: Solares del terreno urbano (o baldíos)	Ejemplo: Bosques, fertilidad del suelo, etc.	Ejemplo: Minerales, petróleo, gas

Fuente: Elaboración propia con base en Groves, H. (1980). *Finanzas Públicas*, pág. 447.

Cabe mencionar que la clasificación de los recursos señalada en el cuadro 1.7, sirve de guía para elaborar regímenes fiscales adecuados a cada objetivo que se persiga, como puede ser su conservación o su explotación proporcionada (Groves, 1980).

Partiendo de la clasificación previa, el tema de interés en este trabajo se centran en el caso de los hidrocarburos, como el gas natural y el petróleo, puesto que se trata de materia que no se puede volver a producir, ni tampoco se destruye. Por tanto, en materia de hidrocarburos,

Ramírez-Cendrero & Paz, (2016), definen el régimen fiscal de los hidrocarburos como<sup>12</sup>: « el conjunto de normas, leyes, reglamentos y acuerdos que rigen los ingresos derivados de la exploración y explotación de petróleo y gas (O & G) » (pág. 1 ).

De acuerdo con la definición anterior, se puede inferir que el régimen fiscal que se aplica a este sector, no se limita sólo a la parte de los impuestos, sino que está sujeto a un tipo de regulaciones especiales, que dependiendo de los intereses del Estado, pueden variar.

El régimen fiscal al sector hidrocarburos en México es un tema que ha sido explorado desde dos décadas atrás, cuando las actividades operativas del sector las manejaba únicamente el Estado, a través de PEMEX. La literatura comenzó a extenderse entre el 2006 y 2008, cuando se modificó su régimen fiscal por primera vez desde 1995, y en un segundo momento, cuando se hicieron modificaciones al marco fiscal de PEMEX, las cuales derivaron de los decretos de la reforma energética en 2008.

La mayoría de los estudios realizados, apuntaban a que los ingresos públicos habían mantenido una estructura dependiente de los ingresos petroleros, lo cual hasta la actualidad, pone en una situación de vulnerabilidad a los ingresos públicos y en general a las finanzas públicas, debido a la sensibilidad de los ingresos ante la volatilidad de los precios del crudo (Venegas-Martínez & Rivas A., 2009; Tello M. & Caballero U., 2008; Calzada F., 2006; Olivera G. & Cano F., 2009; Gutiérrez L., 2013; Ramírez-Cendrero & Paz, 2016). Por este motivo es necesario disminuir la dependencia estructural de los ingresos petroleros, a través de una mejora sustancial en el sistema fiscal (Olivera G. & Cano F., 2009).

Olivera G., D. A. y Cano F., M. (2009) al analizar la composición de los ingresos públicos en el periodo 2004-2008, llegan a la conclusión de disminuir la dependencia estructural de los ingresos petroleros, de ahí que propusieron hacer más eficiente la recaudación de los ingresos tributarios, a través de la imposición de carácter directa. Sin embargo, no mencionan los mecanismos específicos por los cuales esta medida sea viable, pues no se analiza a detalle las cuantías de las tasas ni de la base tributaria.

Acorde con lo anterior, Gutiérrez L., Aníbal (2013) refuerza la idea de aminorar la dependencia petrolera de las finanzas públicas, pues ésta ha ocasionado que se siga

---

<sup>12</sup> El texto original dice: the set of rules, laws, regulations and agreements which governs the incomes derived from oil and gas (O&G) exploration and exploitation

postergando una serie de decisiones fundamentales en materia fiscal, debido a que los ingresos derivados de las fuentes petroleras han amortiguado los desequilibrios estructurales de las finanzas públicas.

Por su parte, Venegas-Martínez, F. y Rivas A., S. (2009), después de haber analizado las diferencias entre el régimen fiscal de PEMEX, denominado Red fiscal (el cual se mantuvo vigente a lo largo del periodo 1995-2005), y el régimen fiscal que comenzó a operar desde 2006, encuentran que estos dos regímenes no tuvieron diferencias sustanciales en su aplicación, pues se cambió las tasas (en términos proporcionales) y se aumentó el número de derechos, así como las regulaciones a las que se sujetaba la paraestatal.

El enfoque analítico utilizado por (Venegas-Martínez & Rivas A. (2009), se avoca a la estructura financiera y operativa de la empresa PEMEX, ya que detectaron que el régimen fiscal que comenzó a operar en 2006, tenía fines confiscatorios muy notorios, vía tasas progresivas, dejando de lado el concepto de la maximización de la renta petrolera, con la cual se pudieran beneficiar tanto la empresa pública, como las autoridades hacendarias.

Lo anterior se argumentaba con la afirmación de que los ingresos provenientes de las ventas de petróleo crudo al exterior significaron una fuente inmediata de recursos públicos para el gobierno federal, se postergando los proyectos de inversión en actividades secundarias, y dando prioridad a los proyectos de exploración y producción, cuyas ganancias eran inmediatas.

Para Venegas-Martínez y Rivas A. (2009), la maximización de la renta petrolera implica reconocer que los yacimientos de donde se extrae el petróleo tienen diferentes características, como la presión, la arquitectura, la profundidad, la antigüedad y la ubicación. Todas ellas definen el costo unitario por barril extraído, sin embargo, en los regímenes fiscales aplicados entre 2006 y 2008, no se reconocían tales características.

El estudio realizado por Venegas-Martínez y Rivas A. (2009) se focalizó en el régimen prevaleciente desde 2006, puesto que en el congreso se discutía la reforma energética de 2008. Por tanto, ante la ausencia de objetivos claros para lograr el máximo retorno a PEMEX y por ende de los ingresos petroleros a futuro, lo autores propusieron un régimen fiscal que en primer lugar reconociera cada tipo de campo, en función de sus condiciones geológicas. Asimismo pugnaron para que en los regímenes fiscales de PEMEX se anexara las

diferenciaciones fiscales para cada tipo de petróleo. También reconocen que el nuevo régimen fiscal propuesto tenga como objetivo maximizar el valor presente de la renta petrolera, disminuyendo las contribuciones en términos de su número y cálculo.

Además de lo anterior, los mismos autores fueron pioneros en proponer que a PEMEX se le diera el trato de una empresa como cualquier otra y no de entidad pública perteneciente al sector paraestatal de control presupuestario directo. Esto implicaba que su estructura se estableciera en un acto mercantil, la cual persiguiera la maximización de las ganancias en favor del Estado.

Derivado de lo anterior, Tello Macías. C. y Caballero Urdiales. E. (2008), en su estudio realizado previo a la aprobación de la reforma energética de 2008, afirmaron que los ingresos petroleros, habían llevado a PEMEX a una situación de debilidad financiera en perjuicio de la inversión y la modernización de la empresa, pues el régimen fiscal hasta 2008 no había permitido a PEMEX obtener mayor financiamiento para su modernización y desarrollo, debido al rigor de la carga tributaria impuesta a la empresa. Este hecho se podrá demostrar en el apartado 3.2.

Con relación al punto anterior, Gutiérrez L. (2013) argumenta que debido a la naturaleza jurídica y económica de PEMEX, ésta en realidad no tenía ingresos propios, puesto que hasta 2014<sup>13</sup> el flujo de sus ingresos se establecían en la LIF, mientras que sus gastos se coordinaban en el PEF de cada ciclo presupuestal.

En años recientes, con un enfoque del exterior, Ramírez-Cendrero & Paz, M. J. (2016), realizan una comparación entre el régimen fiscal de PETROBRAS, y PEMEX, en calidad de empresas petroleras nacionales (NOC, por sus siglas en inglés), y el papel que su régimen ha jugado para el desempeño operativo y productivo, a lo largo del periodo 1999-2014. La base para determinar la incidencia del régimen fiscal sobre su desempeño se basa en tres indicadores: niveles de inversión, producción y tasa de restitución de reservas.

Los resultados de los indicadores mencionados previamente, vis-à-vis los regímenes fiscales, arrojan cifras poco satisfactorias para PEMEX, en comparación al desempeño que ha tenido PETROBRAS, ya que el incremento de la producción de hidrocarburos en Brasil, ha sido gracias a un aumento en las inversiones en las actividades de exploración y producción. Tan

---

<sup>13</sup> Que es el último año en que PEMEX operó bajo las directrices del antiguo régimen fiscal.

sólo en el año 2000 la inversiones eran de 2.9 millones de dólares (Mmdd) y la final del año 2014 el monto registrado de inversiones ascendió a 24.2 Mmdd, con lo cual se logró aumentar la producción en cerca de 1 millón de barriles diarios. En contraste, PEMEX en 2002 tuvo un nivel de inversión de 8 Mmdd, el cual aumentó a 24 Mmdd en 2014, con una reducción en la producción de hidrocarburos cercana a 0.5 millones de barriles diarios (mbd).

Caber resaltar en este punto que Brasil promulgó su reforma energética en 1995, y la culminación de la Ronda 1 se hizo posible hasta el año de 1999 (Reyes-González, 2016), motivo por el que Ramírez-Cendrero y Paz argumentan que México ha tomado como referencia este modelo para el establecimiento del régimen fiscal del sector hidrocarburos en México. De hecho, el establecimiento de los contratos de utilidad compartida y de producción compartida que se implementaron en México desde 2015<sup>14</sup>, toman como referencia la misma modalidad que surgió en el régimen fiscal de Brasil, cuando se descubrieron los yacimientos de *prè sal* en aguas profundas.

Un aspecto central que marcan los autores, es que tratándose de unas empresas y el gobierno, se persiguen objetivos diferentes, ya que mientras la primera persigue objetivos comerciales, el segundo persigue objetivos nacionales, hecho que puede generar ciertas inercias entre ellos.

La conclusión a la que llegan estos autores, es que el desempeño operativo de PETROBRAS se debe al aumento de las inversiones, las cuales han sido posibles gracias al régimen fiscal que se ha implementado en Brasil, lo que ha permitido no solamente aumentar la producción de hidrocarburos, sino también la tasa de restitución de reservas.

Dentro de los trabajos más reciente, en los que se analiza a profundidad el nuevo régimen fiscal del sector hidrocarburos en México, incorporando el análisis de la participación de agentes del sector privado en este tipo de industria, se encuentra el estudio realizado por Ortega O., Candaup C., & Clavellina M. (2015), y el de Reyes-González, J.A. (2016).

El primero de ellos es de carácter cuantitativo-analítico, con escenarios a futuro sobre el potencial de ingresos federales derivados de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, mientras que el segundo retoma aspecto de estática comparativa de la teoría

---

<sup>14</sup> Este tema se ve de manera ampliada en el apartado 3.2.2 del capítulo 3.

microeconómica convencional, ligándola a las nuevas regulaciones que se derivaron de la Reforma energética de 2014, en materia de hidrocarburos.

De esta manera, Ortega O., Candaup C., & Clavellina M. (2015), al tomar las características del viejo régimen de obligaciones fiscales, vigente hasta 2014, señalan las posibles deficiencias observadas, de ahí que establecen los términos generales, los objetivos que debe cumplir un régimen fiscal aplicado al sector hidrocarburos, tales como la neutralidad en las decisiones de inversión de los agentes, la mayor captura de renta petrolera por parte del Estado, así como procurar la estabilidad de los ingresos y la progresividad impositiva. Además, tratándose de inversiones del exterior, las obligaciones con el fisco nacional se deben manejar en un marco de competencia internacional.

Asimismo, los autores argumentan que los países cuyas finanzas públicas dependen de forma importante de este tipo de ingresos, enfrentan problemas en la aplicación tanto de la política fiscal como de la monetaria, ello como consecuencia de la volatilidad del precio del petróleo, porque además de afectar al erario público, repercute también en el tipo de cambio y en la inflación.

El estudio realizado en 2015 trata de dibujar un escenario hipotético al 2022 sobre la recaudación petrolera derivada de las actividades de exploración y producción hidrocarburos, bajo el nuevo esquema fiscal establecido en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LIH), tomando como base algunos supuestos relacionados con variables económicas que afectan directamente sobre los ingresos del sector hidrocarburos, como son los precios proyectados de los hidrocarburos (según en el mercado de futuros NYMEX al 2022), las cifras de producción prospectivas publicadas por la SENER en 2015, así como los pronósticos del tipo de cambio calculados por *Bloomberg* al 2019, más una depreciación hipotética de 1% anual al 2022.

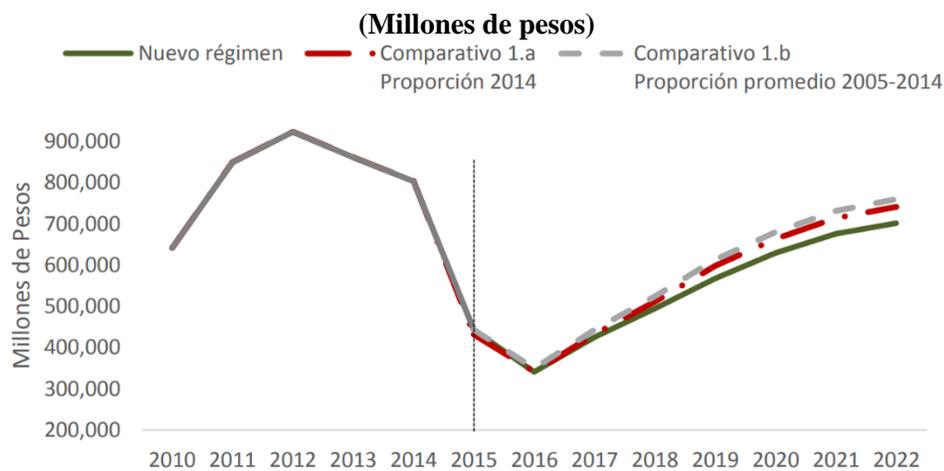
Además de lo anterior, supusieron constantes los datos del 2015 relacionados con las características de las áreas asignadas y por adjudicar en la Rondas del Estado, así como su extensión, entre otros aspectos del nuevo régimen. Para el caso de los ajustes inflacionarios, se determinó que ésta tendría una tasa constante del 3.0% anual.

Los resultados obtenidos con esta metodología se presentan en la gráfica 1.2, en la que se compara el monto de lo recaudado al 2022, entre el nuevo régimen y el anterior. La

conclusión obtenida por los autores, es que con el nuevo régimen fiscal del sector hidrocarburos, los ingresos del Gobierno Federal, provenientes de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos será muy similar a la obtenida con el antiguo régimen, con una ligera diferencia a la baja, pues de acuerdo a los datos presentados en la gráfica 1.2, los autores Ortega O., Candaup C., & Clavellina M. (2015) estiman que la recaudación en 2016 representará un 64.9% respecto al total de los ingresos del gobierno Federal, mientras que en el 2022, la misma proporción será equivalente al 60.1%. Esta disminución se explica por una menor carga fiscal a PEMEX y por las deducciones permitidas.

De manera certera, los precios de los hidrocarburos, la producción, el tipo de cambio y la inflación han evolucionado de forma distinta a lo que se presenta en el estudio por Ortega O., Candaup C., & Clavellina M., (2015) (con cambios más abruptos en algunas variables); sin embargo, este primer acercamiento a los posibles resultados del porvenir, muestran que el Estado seguirá captando un nivel de ingresos proporcional al que se tenían al 2015.

**Gráfica 1.2. Estimación de los ingresos federales. Régimen Nuevo vs Anterior\*.**



\*Excluye el monto del dividendo estatal

Fuente: cuadro extraídos de Ortega O., Candaup C., & Clavellina M. (2015)

Por su parte, Reyes-González, J.A. (2016), con fundamentos microeconómicos, argumenta que le nuevo régimen fiscal aplicado al sector hidrocarburos guarda ciertas asimetrías en cuanto al trato que se le da a PEMEX en relación a los futuros participantes de este mercado.

En primer lugar, se debe tener en consideración que las políticas públicas actuales se sustentan en un marco teórico de la economía neoclásica, las cuales buscan una estructura de mercado de competencia perfecta, ya que ello se entiende como el mecanismo más eficiente para asignar los recursos. En otro término, se trata de llegar al óptimo de Pareto.

Dicho lo anterior, Reyes González retoma cuatro elementos que pueden ocasionar que el mercado no asigne de manera eficiente los recursos, es decir que se aleja del óptimo de Pareto, lo que da lugar a que surjan fallas de mercado, motivo por el cual (como se ha señalado anteriormente) se justifica la intervención del Estado:

- 1) los precios no se igualan a los costos marginales en todos los sectores de la economía;
- 2) los precios no incorporan todos los costos y los beneficios;
- 3) existen asimetrías en la información entre competidores, y
- 4) se presentan fallas en la regulación.

Se dice que con en una estructura de mercado de carácter monopolístico existe pérdida de bienestar social, puesto que los precios de mercado a los que se oferta un bien, serán más altos en comparación de aquellos que hubieran resultado al igualarlos con sus costos marginales, lo que ocasiona que una mayor cantidad de consumidores reduzcan su consumo de ese bien (exclusión de mercado).

Como se ha venido insistiendo, la reforma energética ha sido elaborada para generar condiciones de competencia en este mercado, con lo cual se espera asignar de manera eficiente los recursos; sin embargo, esto podría verse frustrado si existieran asimetrías entre competidos y, además de esto se presentara fallas en la regulación de las empresas.

Pare el caso particular del mercado de hidrocarburos, el Gobierno Federal no ha dejado claro cómo es que se alcanzarán altos márgenes de competencia, si la SHCP podrá instruir a la PEMEX y sus empresas, que efectúen proyectos que se consideren necesarios para la generación de beneficios sociales. Esto, según Reyes-González (2016) resulta paradójico, pues se pone a PEMEX en una perspectiva de ente público con intereses del Estado, y por otro lado se le regula con políticas de un monopolio privado. Dicho en otras palabras:

...el Estado mexicano aún no determina si la arquitectura del sector permitirá a PEMEX que cumpla una verdadera misión comercial, con independencia para para efectuar sus propias

actividades empresariales y asociativas, o bien, una entidad híbrida que se le puede controlar cuando la necesidad lo apremie».

Por otra parte, el nuevo régimen fiscal da lugar a asimetrías entre PEMEX y los próximos competidores del mercado de hidrocarburos, pues en la nueva Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LIH), define un trato diferente para PEMEX frente al resto de sus competidores sobre «la variable de límite de deducciones sobre costos e inversiones como porcentaje del precio del barril de petróleo». En efecto, el límite de deducciones para PEMEX (en calidad de Asignatario) es de 12.50%, mientras que para el resto de los participantes del mercado (en calidad de Contratistas), el límite es de 60.0%. Por lo tanto, la conclusión del autor, es que se detectan intenciones confiscatorias por parte del Gobierno Federal en contra de PEMEX.

## Capítulo 2

### Situación del sector hidrocarburos en México y el enfoque petrolero

«En esa oportunidad, un periodista de la BBC de Londres preguntó al Jeque Yamani sobre las razones para insistir en bajar los precios del petróleo y él le respondió: ‘Apreciado periodista, la edad de piedra no se terminó por falta de piedra; así como la era del petróleo no se terminará por falta de petróleo’».

Luis Vielma Lobo (2016). *El difícil diálogo petrolero*.

#### 2.1 Indicadores operativos y financieros del sector hidrocarburos

En las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, existen indicadores de tipo operativo y financiero, que en conjunto ayudan determinar el monto de inversiones de las que se espera obtener el mayor grado de retornos económicos posibles. Dentro de los indicadores operativos se encuentran los niveles de producción de hidrocarburos, las reservas y las tasas de restitución.

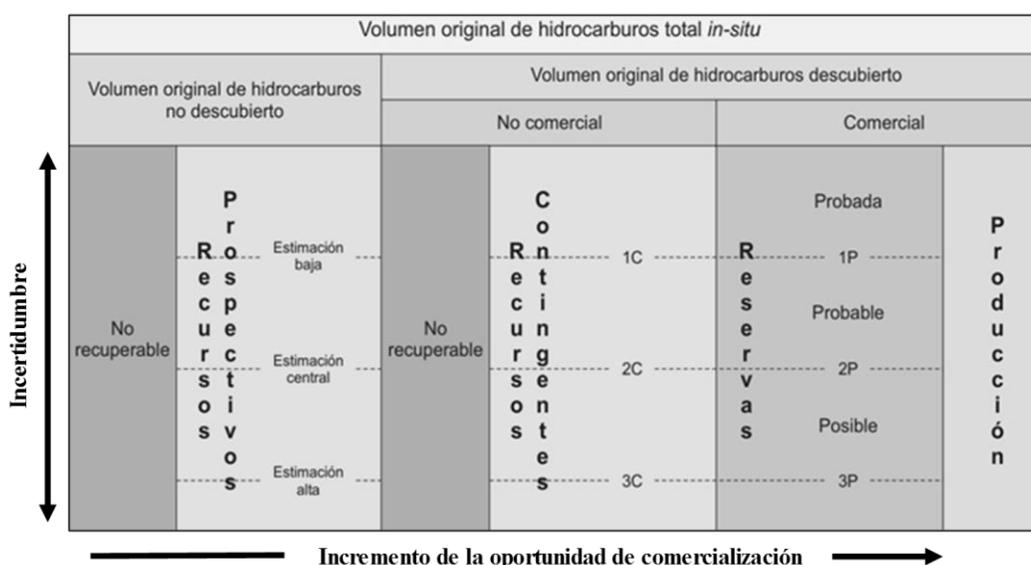
Con relación a las reservas de hidrocarburos, se dice que las probadas (o reservas 1P) son el activo más importante para este tipo de compañías (Oropeza T., 2010). Para el caso de México, de acuerdo con PEMEX (2016), «el valor económico de las reservas de hidrocarburos se asocia con las inversiones de los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos, pues éstos involucran los costos de operación, los costos de mantenimiento, los pronósticos de producción y los precios de venta» (pág. 3).

Una vez que se ha establecido lo anterior, en la figura 2.1 se muestra la manera en que se clasifica los volúmenes originales de hidrocarburos en un determinado espacio geográfico (o yacimiento). Lo que se señala de manera particular, es que para clasificar económicamente el volumen de hidrocarburos, se toma en consideración su oportunidad (o potencial) de comercialización y el grado de incertidumbre asociados a la explotación de dichos volúmenes de hidrocarburos. Se entiende por oportunidad de comercialización al grado de rentabilidad que se tiene por la venta de hidrocarburos.

El rango de incertidumbre, señalado en el lado izquierdo del de la misma figura, indica el grado de desconocimiento que se tiene sobre los recursos prospectivos y contingentes, así como las reservas. Por esta razón, es que se realizan diferentes estimaciones que obedecen a diferentes expectativas (PEMEX, 2016).

Al analizar misma figura (2.1), comenzando por el lado derecho, se observa que la producción presente tiene la mayor oportunidad de ser comercializable, pues se trata de hidrocarburos que están siendo extraídos (o pudieran ser extraídos fácilmente), debido al incentivo que ofrece el mercado, vía precios de los hidrocarburos. Es decir, «la producción el único elemento en que la incertidumbre no aparece, debido a que ésta se encuentra medida, comercializada y transformada en un ingreso» (PEMEX, 2016). En orden de importancias, le siguen las reservas, que dependiendo su grado de incertidumbre, se clasifican en probadas (1P), probables (2P) y posibles (3P).

**Figura 2.1. Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos (no a escala). Adaptado de *Petroleum Resources Management System, Society of Petroleum Engineers, 2007***



Fuente: PEMEX (2016) *Las reservas de hidrocarburos de México al 01 de enero de 2014*

En adición a lo anterior, PEMEX (2016) establece que «los precios utilizados para la estimación de reservas se calculan con el promedio aritmético que resulta de considerar los precios vigentes al primer día de cada mes, considerando los doce meses anteriores (pág 6)».

Las reservas de hidrocarburos se miden en barriles de petróleo equivalente (bpce), que corresponde a la unidad que se usa a nivel internacional para: «reportar el inventario total de hidrocarburos. Su valor resulta de adicionar los volúmenes de aceite crudo, de condensados, de los líquidos en planta y del gas seco equivalente a líquido» (PEMEX, 2016, pág. 11). En consecuencia, es posible realizar una medición aceptable de los gastos futuros para la extracción de las reservas bajo las condiciones actuales de explotación.

PEMEX (2016), con información de la *Securities and Exchange Commission (SEC)*, define las reservas probadas, probables y posibles de la siguiente manera:

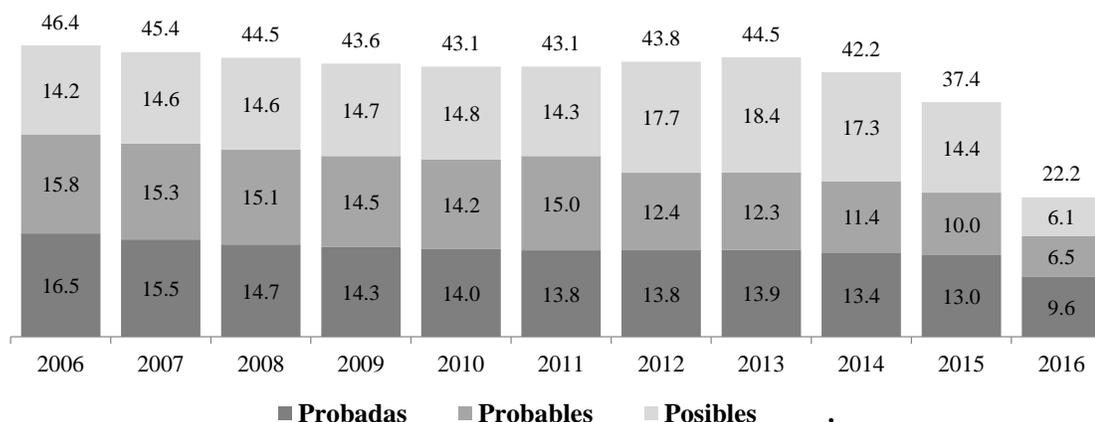
- Reservas probadas de hidrocarburos son cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural y líquidos del gas natural, las cuales, mediante datos de geociencias y de ingeniería, demuestran con certidumbre razonable que serán recuperadas comercialmente en años futuros de yacimientos conocidos bajo condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales existentes a una fecha específica.
- Probables: son aquellas reservas no probadas para las cuales el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de lo contrario. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables
- Posibles: son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos factible su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas más probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores.

Dicho lo anterior, México es un país potencialmente rico en hidrocarburos, sin embargo se necesita de trabajos de exploración para incrementar los inventarios de reservas, pues el desempeño de éstas ha venido cayendo a una tasa del 7.1% promedio anual durante el periodo 2006-2016, presentando la mayor disminución entre los años 2014 y 2016, ya que tal como se indica en la gráfica 2.1, las reservas pasaron de 42.2 Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMMBpce) a sólo 22.2 MMMbpce, lo que representó una disminución de casi 47.3%.

Al 2016, las reservas probadas estaban constituidas por 74.1% de petróleo crudo, 17.2% de gas seco equivalente y 8.7% correspondía a condensados y líquidos de planta. En cuanto a su ubicación, se sabe que el 65% de estas reservas se encuentran en territorios marinos, mientras que el resto (35%) se ubica en campos terrestres (PEMEX, 2016).

Por otro lado, en México la producción de hidrocarburos ha mantenido una tendencia a la baja, tanto de petróleo crudo, como de gas natural, tal como lo muestra la gráfica 2.2.

**Gráfica 2.1 Reservas históricas registradas, 2006-2016.**  
(Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente, MMMbpce)



Fuente: PEMEX (2015b) *Reservas de hidrocarburos de México al 1 de enero de 2016*

Desde mediados de la década de 1990, la producción petrolera había mantenido una trayectoria creciente hasta 2004, año en que se observó un máximo histórico de casi 3.4 millones de barriles diarios (Mmbd) producidos. Posterior a ese año, la producción cayó aceleradamente hasta 2009, desacelerándose después entre 2010 y 2013, para después volver a desacelerarse desde el año 2014. Con este proceso, al 2016 la producción de petróleo fue de apenas 2,1 Mmbd.

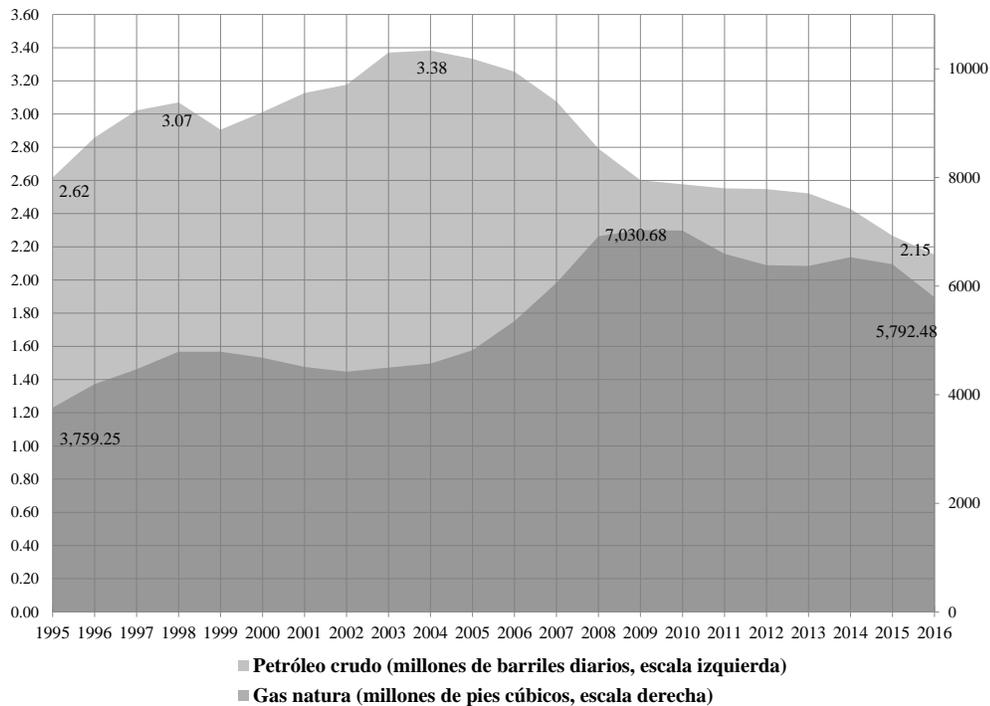
La producción de gas natural por su parte, tocó un máximo de producción en el año 2009, con una producción histórica cercana a los 7,030.7 millones de pies cúbicos (Mmpc), para después llegar a un nivel de producción de 5,792.5 Mmpc en 2016. Durante este lapso, la mayor desaceleración se observó entre los años 2015 y 2016, pues en el primer año, la producción fue de 6,401.0 Mmpc.

Otro indicador de gran importancia para las empresas dedicadas a la exploración y extracción de hidrocarburos, es el de la restitución de reservas, las cuales se expresan como el porcentaje de las variaciones totales de reservas probadas generadas por descubrimientos, delimitaciones, desarrollos y revisiones, y divididos, entre la producción de hidrocarburos en un periodo (PEMEX, 2015b). En otros términos, se trata de la cantidad de barriles que se incorporan a las reservas probadas, por cada cien barriles de hidrocarburos que se extrae.

Derivado de lo anterior, la gráfica 2.2, que ilustra la evolución de la tasa de restitución de reservas, indica que la variación de las reservas probadas también ha venido decreciendo, con la única diferencia en la tendencia hasta 2013, pues las tasas de restitución de reservas

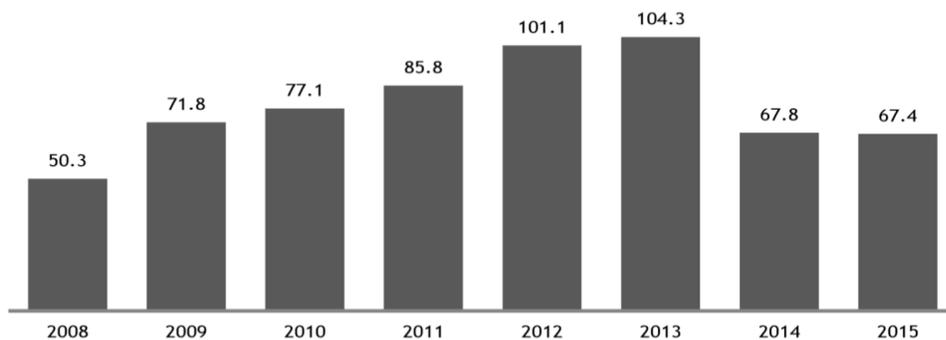
habían mantenido un aumento sostenido desde 2008, posteriormente, en el lapso de 2013 a 2015 la tasa de restitución disminuyó en 36.9 puntos porcentuales.

**Gráfica 2.2. Producción histórica de hidrocarburos, 1995-2016**



Fuente: Elaboración propia con base en cifras registradas del Sistema de información económica (SIE) y de PEMEX (2016)

**Gráfica 2.3 Evolución de la tasa de restitución de reservas probadas. Tasa de restitución (1P) en porcentaje.**



Fuente: PEMEX (2015b) *Reservas de hidrocarburos de México al 1 de enero de 2015*

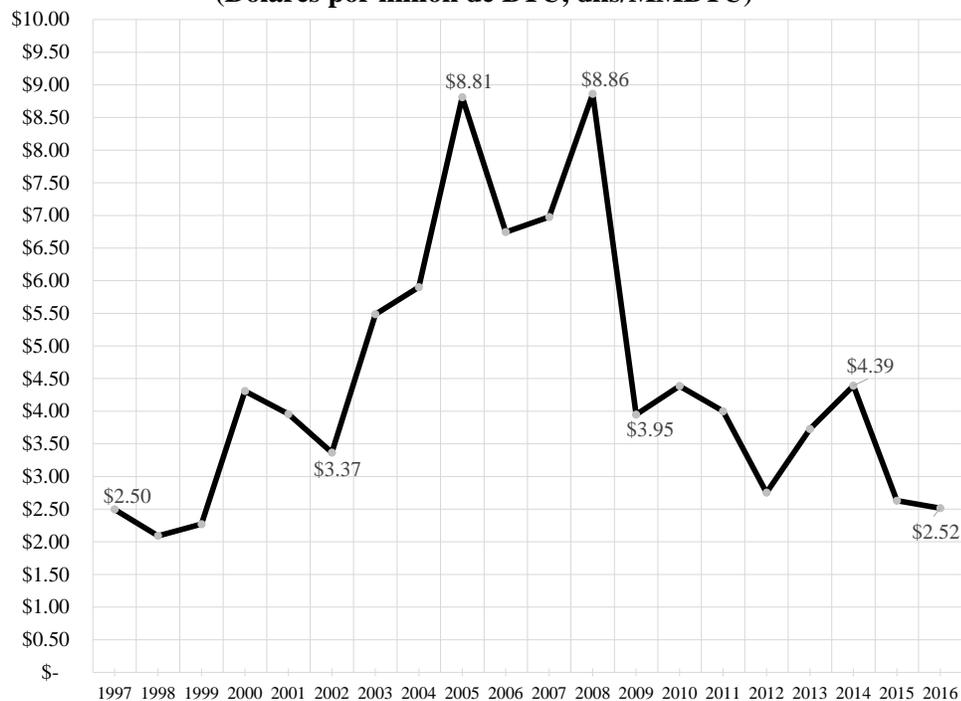
Las cifras históricas dan cuenta que no solamente se necesita invertir en proyectos de producción de hidrocarburos, sino también para proyectos de exploración, sobre todo de

aquellas regiones en las que se pueden tener ingresos en el corto plazo, como son los campos marinos.

Por otro lado, el indicador financiero por excelencia es el precio al que cotizan los hidrocarburos en los mercados internacionales, ya que a partir de éste se desarrollan o posponen los proyectos de inversión en las áreas de exploración y extracción de hidrocarburos. En efecto, del desarrollo de los proyectos pueden verse frustrados cuando los precios de los hidrocarburos son demasiado bajos en el mercado, a tal grado de que pudieran estar por debajo de los costos unitarios del barril de hidrocarburos, y por el contrario, los proyectos resultan viables cuando los precios son altos.

Es muy conocido que para el caso de México, el precio de referencia que se utiliza comúnmente para realizar transacciones de gas natural, corresponde al precio *spot* del gas Henry Hub, del mercado sur de este producto en los EE.UU. En el mercado de Henry Hub, las cotizaciones se registran en dólares por cada millón de BTU (dólares/MMBTU), que en términos de equivalencia energética, es igual a 0.00098 pies cúbicos de gas natural (o dicho en otro términos, 1 pie cúbicos = 1,020 BTUs)

**Gráfica 2.4. Precio spot de gas natural Henry Hub, 1997-2016, promedio anual.**  
(Dólares por millón de BTU, dls/MMBTU)



Fuente: Elaboración propia con datos de la *U.S. Energy Information Administration*, <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdm.htm>, recuperado el 08/02/2017.

El gas natural se utiliza por lo regular en la industria eléctrica para la producción de energía con un tipo de tecnología de ciclo combinado, es por eso que resulta ser un recurso energético de gran importancia para la economía. Sin embargo, tal como se observa en la gráfica 2.4, su precio es altamente volátil, pues de 2002 a 2004 su precio se incrementó súbitamente, al pasar de 3.37 dls/MMBTU a 8.81 dls/MMBTU. Posteriormente, entre el año 2008 y 2009, el precio de manera abrupta, al pasar de 8.86 dls/MMBTU a tan sólo 3.95 dls/MMBTU, lo que representó un variación negativa aproximada de 55% en tan sólo un año.

Por otra parte, el recurso comercial por excelencia para el sector de hidrocarburos, es el petróleo crudo, ya que además de ser un el insumo energético más usado en las actividades económicas hasta el momento, de él también se deriva un amplio conjunto de insumos materiales para los sectores industrial, residencial y transportes. Por esta razón, la oferta de este tipo de hidrocarburo ha sido convertida en un arma política internacional desde la década de los setenta (Vielma-Lobo, 2016) .

En el mundo se comercializa distintos tipos de petróleo, los cuales se clasifican según su densidad, expresada en grados API<sup>15</sup>: entre mayores grados API tenga el petróleo, más ligero es. De acuerdo con Oropeza T., (2010), «si los grados API son mayores a 10° API, [el petróleo] sería más liviano que el agua, y por lo tanto flotaría en ésta» (pág. 34).

México clasifica su petróleo por tres tipos: Olmeca, Istmo y Maya, cuyos rangos de grados API son, respectivamente, 38°-39°, 32°-33° y 21°-22°. La estimación del precio conjunto de los tipos de petróleo en México se denomina Mezcla Mexicana de Exportación (MME) y es la que comúnmente se toma como referencia en los mercados financieros, al realizar el comparativos con el crudo de los mercados internacionales, como son el *Brent* del Mar Norte y el *West Texas Intermediate* (WTI) de los EE.UU.

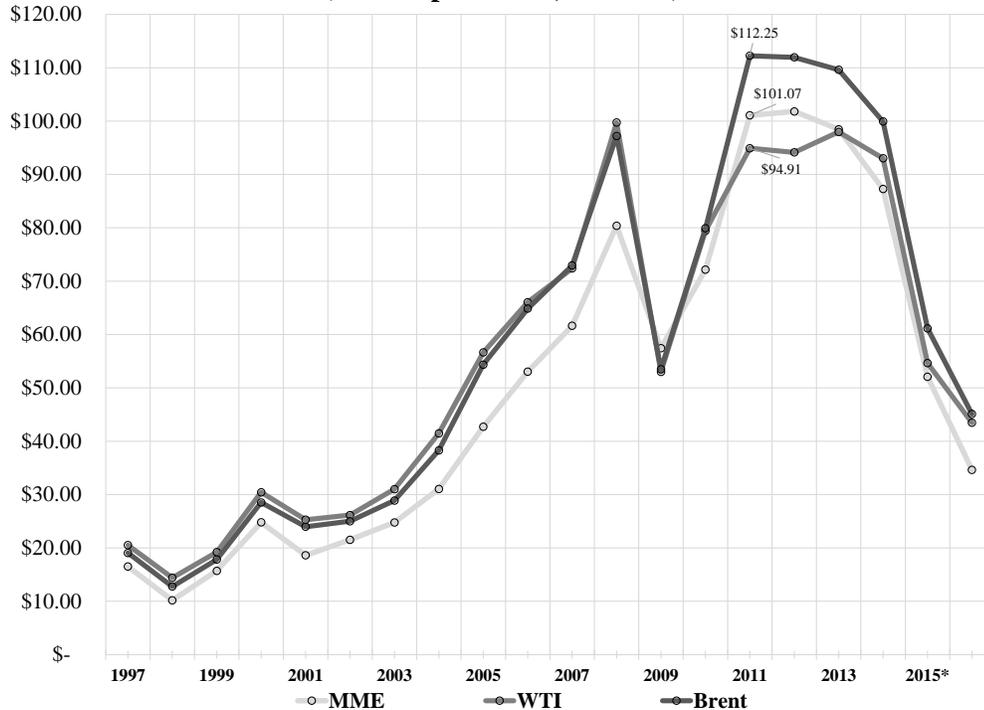
Anterior al año 2000, los precios del petróleo sufrían variaciones ocasionadas por conflictos geopolíticos de tipo bélico entre las naciones; sin embargo, en lo que va de este siglo los altibajos del precio de petróleo se debe más bien a la dinámica de la economía que a las tensiones políticas (Vielma-Lobo, 2016). Por consiguiente, en la gráfica 2.5 se ve que en el

---

<sup>15</sup> Las siglas API derivan de American Petroleum Institute

periodo 2000-2016, se han presentado dos momentos históricos de precios mínimos: el primero de ellos en 2009 y el segundo momento en 2016.

**Gráfica 2.5. Precio internacional de petróleo crudo, 1997-2016, promedio anual. (dólares por barril, dlls/bar.)**



Fuente: Elaboración propia con datos del CEPF (2016b), y el Servicio Geológico Mexicano (SGM)

En el bienio 2008-2009 los precios cayeron debido a que se generó una crisis financiera en EE.UU. la cual tuvo alcances a nivel mundial. Después, los precios del petróleo comenzaron nuevamente su tendencia alcista, repuntando ente 2011 y 2013.

En el segundo trimestre de 2014 se distinguió una nueva disminución de los precios del petróleo, la cual se extendió hasta el 2016. En el caso de México los precios cotizados de la MME pasaron de los 87.26 dls/bar en 2014, a los 52.02 dls/bar en 2015, y para 2016 se tocó el piso de los 36.64 dlls/bar.

Las causas inmediatas que dieron origen a esta última disminución de precios, se encuentran:

- la poca demanda de petróleo por parte de los principales consumidores de energéticos (como China y los EE.UU.);
- el desarrollo de proyectos para la extracción de hidrocarburos ubicados en yacimientos no convencionales, los cuales se vieron incentivados por los precios

altos del barril de petróleo. Esto ocasionó que la oferta sobrepasara por mucho a la demanda, ya que se incorporaron al mercado cerca de 5.5 MMbpd;

- La entrada de Irán al mercado petróleo en 2015, después de haberse levantado la sanción que mantenía por el tema de su desarrollo nuclear (Vielma-Lobo, 2016).

Ante este panorama, es poco probable que se desarrollen proyectos de infraestructura para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, en el corto plazo, debido a que el acceso a los recursos del subsuelo involucra mayores costos de extracción y un menor potencial para ser comercializados, en este escenario de precios de petróleo y gas natural. Con esto se puede afirmar que el petróleo barato se ha acabado. Sin duda, habrá que esperar a que los precios del petróleo de la MME comiencen a subir para alentar nuevos proyectos.

## **2.2 Comercio internacional de hidrocarburos: la balanza de productos petroleros**

El mercado internacional de hidrocarburos, como cualquier mercado, se rige por la ley de la oferta y la demanda, por tanto, existen países que por sus características geológicas se denominan productores (u oferentes) de petróleo y países compradores de este producto.

El papel que juega México en el mercado mundial de petróleo, es el de productor, quien además de satisfacer la demanda de su mercado interno, puede colocar su excedente en el mercado mundial; sin embargo, en cuanto al comercio de gas natural, México es deficitario.

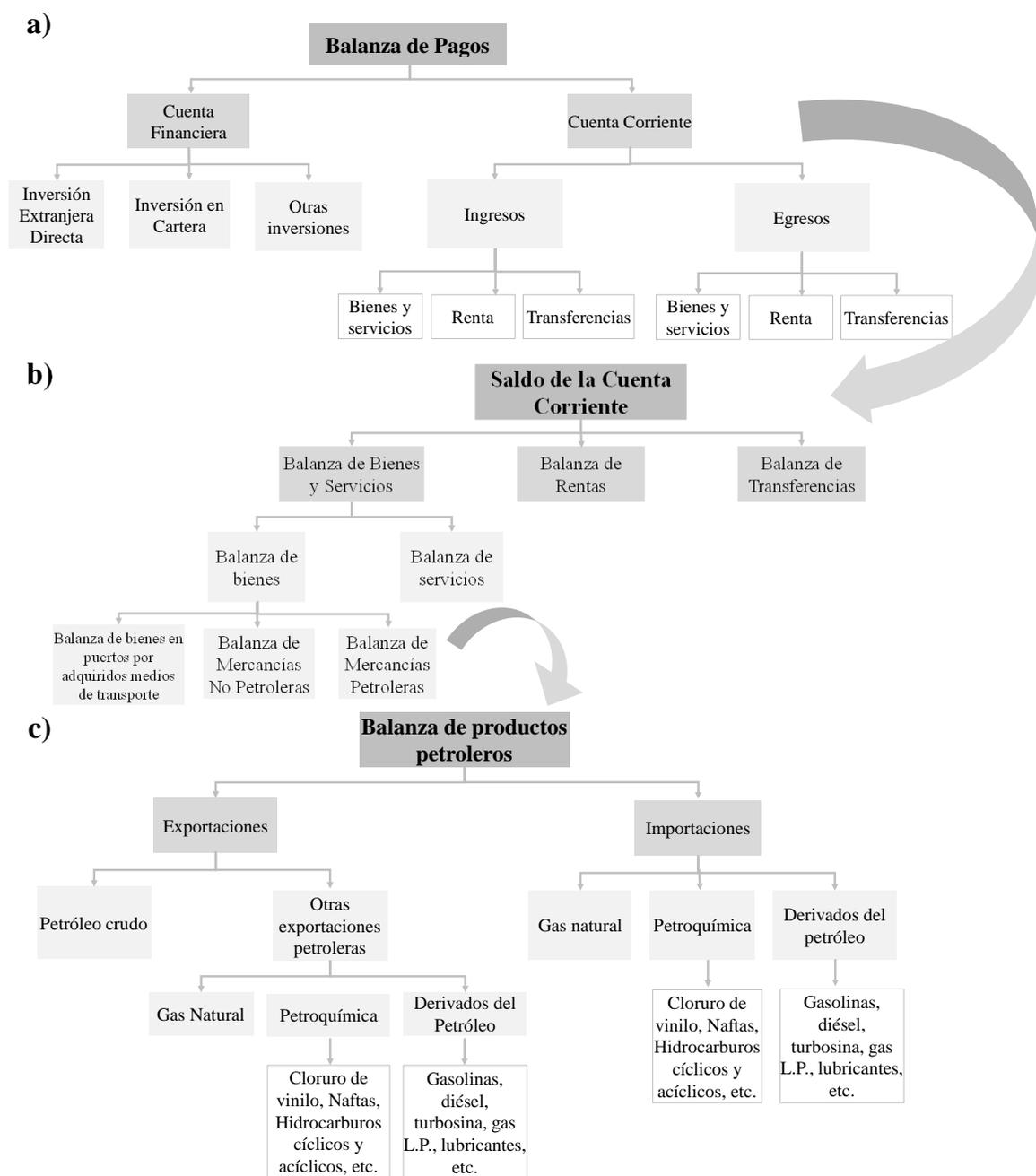
Con relación a lo anterior, en términos generales se sabe que la Balanza de Pagos en México, se compone de dos cuentas principales: la Cuenta Financiera y la Cuenta Corriente. Tal como se muestra en la figura 2.2, en México se contabiliza el comercio de hidrocarburos en una cuenta especial denominada balanza de productos petroleros, que pertenece a la balanza de mercancías de la cuenta corriente.

La cuenta financiera (o de capitales) se compone de la inversión extranjera directa, la inversión en cartera y de otras inversiones. Por otro lado, en la cuenta corriente se registran el ingreso y los egresos del país, generados por el comercio internacional de: 1) bienes y servicio; 2) rentas (o pagos a los servicios factoriales); y, 3) las transferencias monetarias.

El saldo de la Cuenta Corriente de la Balanza de Pagos se puede definir como el resultado aritmético de restar a los ingresos los egresos de dicha cuenta. Por ende, en el panel b) de la figura 2.2, se observa que el saldo de la Cuenta Corriente está constituido por los saldos de

la Balanza de bienes y servicios, de la Balanza de rentas y de la Balanza de Transferencias. La Balanza de bienes y servicios contiene a su vez tres sub-Balanzas, las cuales son: la de mercancías petroleras, la de mercancías no petroleras y la de los bienes en puertos adquiridos por medio de transporte.

**Figura 2.2. Estructura de la Balanza de Pagos y la Balanza de productos petroleros**

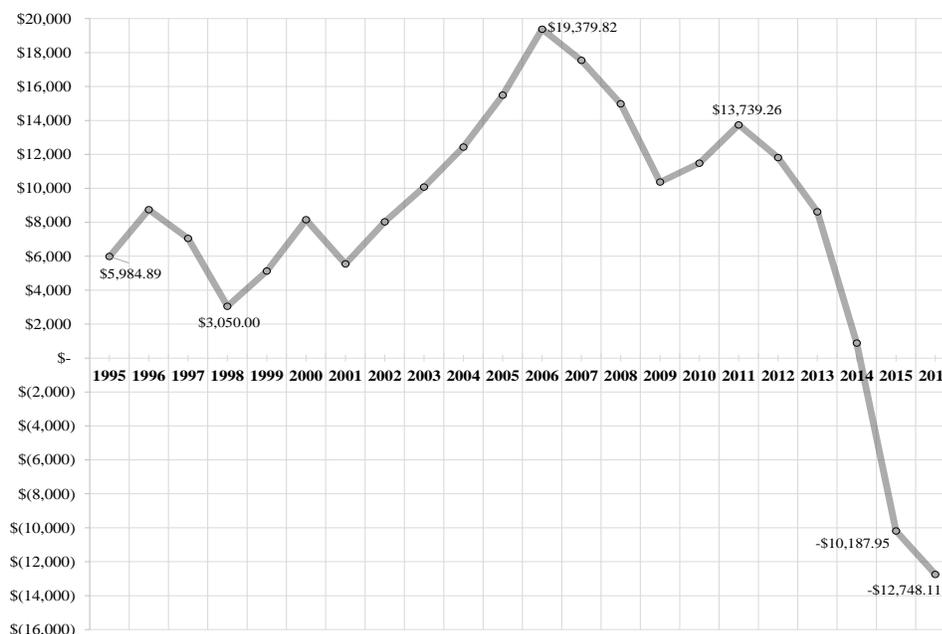


Fuente: elaboración propia con base en información del Banco de México (2017) *Implementación de la Sexta Edición del Manual de Balanza de Pagos del FMI*

Dicho lo anterior, el panel c) muestra que la balanza de productos petroleros está contenida en la balanza de bienes y servicios, la que a su vez pertenece a la Cuenta Corriente de la Balanza de Pagos. Tomando en cuenta que las exportaciones representan entradas de recursos al país, y que entonces las importaciones son salidas de recursos al resto del mundo, en el panel c) se observa que las exportaciones de productos petroleros se componen del petróleo crudo y de exportaciones petroleras en general. Así, las importaciones petroleras están integrados por una diversificación de productos derivados del petróleo y el gas natural; no obstante, no figuran importaciones de petróleo crudo.

De todo esto, el hecho más importante es que a partir del segundo trimestre de 2015, el nivel de importaciones petroleras superó por primera vez al de exportaciones en 1,422 millones de dólares (Mmdd). Al finalizar ese año, el saldo fue negativo en casi 10,187 Mmdd, mientras que en 2016, el saldo mantuvo su tendencia negativa, tal como se observa en la gráfica 2.6, ya que el saldo reportado fue de aproximadamente 12,748 Mmdd. Con estos resultados, México se transformó en un importador neto de hidrocarburos desde 2015.

**Gráficas 2.6. Registros históricos del saldo de la balanza de productos petroleros, 1995-2016 (Miles de dólares)**



Fuente: elaboración propia con base en datos del *Sistema de Información Económica* de Banco de México: *Balanza de pagos, base en MBP5 (a partir de 1980)*.

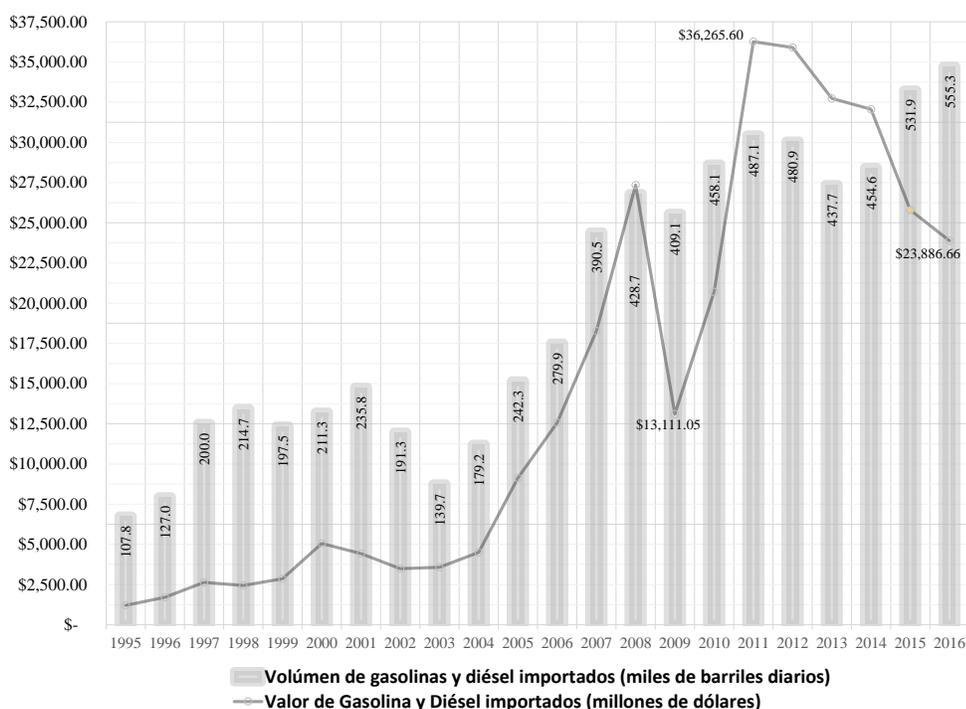
Al analizar la estructura de la balanza de productos petroleros, surgen algunos aspectos que explican ampliamente su déficit registrado en los últimos años. En primer lugar, la balanza

había sido superavitaria gracias a las exportaciones de petróleo crudo, sobre todo por el posicionamiento de barriles en el mercado estadounidense, sin embargo, debido la caída sostenida de la producción petrolera, en combinación con un entorno petrolero de bajos precios, el valor de las exportaciones de crudo ha caído. Por otro lado, las importaciones han estado marcadas por productos derivados procesados del petróleo con alto valor agregado.

En el periodo 2006-2016 las exportaciones de crudo tuvieron un peso relativo promedio de 85% respecto al total de las exportaciones petroleras. Mientras tanto, las importaciones estuvieron ampliamente marcadas por productos procesados del crudo, específicamente por las gasolinas y el diésel automotriz, ya que en conjunto acapararon en promedio 75% de las importaciones en el mismo periodo.

Las importaciones de gasolinas y diésel automotriz han aumentado de manera considerable desde 2003, tanto en valor como en volumen, ya que en la gráfica 2.7 se observa que en términos de volumen, México importaba en promedio 139,700 barriles diarios de combustibles, cifra que ascendió a un máximo histórico de 555,300 barriles diarios en 2016, mostrando una tendencia mayormente creciente desde 2013.

**Gráfica 2.7. Evolución de las importaciones de gasolinas y diésel, 1995-2016**

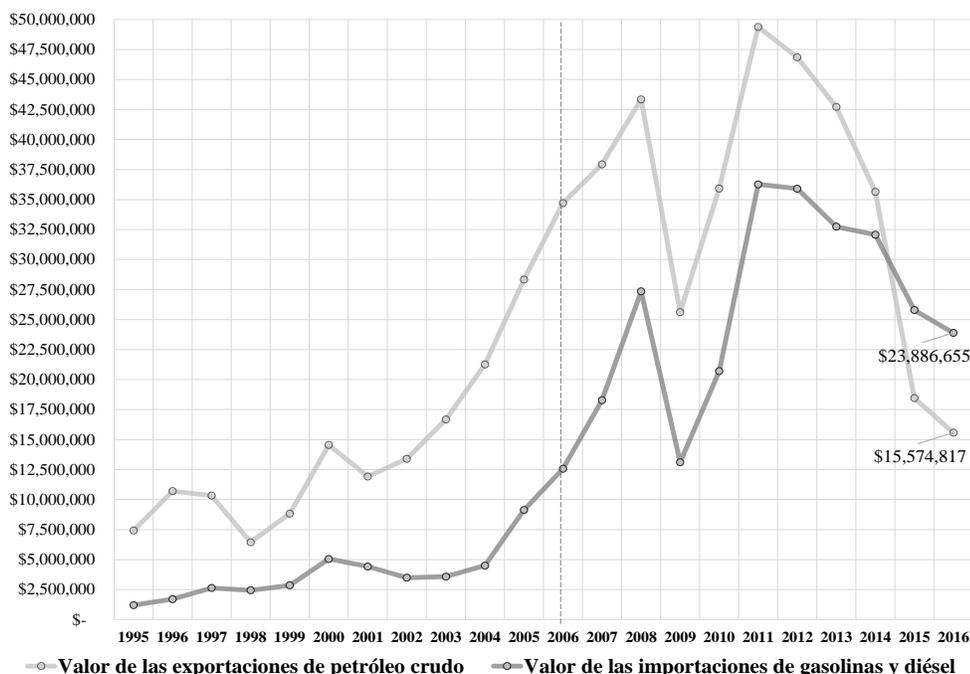


Fuente: elaboración propia con base en el Sistema de Información Energética (SIE) y el Sistema de Información Económica de Banco de México: Balanza de pagos, base en MBP5 (a partir de 1980).

En términos de su valor, el año 2011 las importaciones de combustibles alcanzaron la cifra récord de 36,265.6 Mmdd, y coincide con las fechas en que el mercado de petróleo se registró precios altos, o con tendencia al alza. Posteriormente, en el 2015, la cifra registrada que cercana a los 25,788.5 Mmdd, mientras que en 2016 se obtuvo un valor de 23,886.6 Mmdd.

En 2015, por primera vez desde que la balanza petrolera fue superavitaria, el valor de las importaciones de gasolinas y de diésel automotriz, superó al valor de las exportaciones de crudo, en una cifra histórica de 7,337.22 Mmdd, aumentando la brecha en 2016 cuya cifra alcanzó los 8,311.84 Mmdd (ver gráfica 2.8). Estos resultados representaron el 72.0% y el 65.2% del déficit comercial de la balanza petrolera, para los años 2015 y 2016, respectivamente.

**Gráfica 2.8. Evolución del valor de las importaciones de gasolina y exportaciones de crudo (Miles de dólares)**



Fuente: elaboración propia con base en el Sistema de Información Energética (SIE) y el Sistema de Información Económica de Banco de México: Balanza de pagos, base en MBP5 (a partir de 1980)

La conclusión al comportamiento histórico de las cifras recién mostrado, ayuda a entender el porqué de la pronta expedición de permisos para importar combustibles en 2016, pues con las rentas obtenidas del petróleo ya no es posible comparar combustibles del exterior, sin incurrir en pérdidas para PEMEX. Además, el modelo de gestión en este sector, ya venía

mostrando signos de decadencia desde 2009, pero no se resentían debido a que en el mercado imperaban los altos precios del barril de petróleo. En lo sucesivo habrá que comenzar idear estrategias que ayuden a revertir la tendencia de este sector, pues no solamente se pone en ven amenazadas las rentas petroleras del Estado, sino que también se trata de temas de seguridad energética.

## Capítulo 3

### Evolución del régimen fiscal aplicado al sector de los hidrocarburos, 2006-2016

*Se dice que los impuestos son el precio que pagamos por vivir en civilización.*

Harold Groves, 1980. *Finanzas Públicas*

#### 3.1 Evolución de los regímenes fiscales aplicados a PEMEX de 2006 a 2014

A modo de introducción, el antecedente principal al régimen fiscal de 2006, se encuentra en el régimen fiscal aprobado para PEMEX a finales de 1993, y ejecutado desde el primer día de 1994, el cual se mantuvo vigente hasta 2005.

El régimen fiscal en cuestión era conocido como la Red fiscal de PEMEX, cuya denominación se debió a las obligaciones fiscales que pagaban, por un lado, los consumidores de combustibles de automotor, y por otro lado, las obligaciones fiscales de PEMEX por las actividades de *upstream*.

**Cuadro 3.1. Organismos subsidiarios de PEMEX a partir de 1992.**

Empresa subsidiaria	Área de producción	Actividades
Pemex-Exploración y Producción (PEP)	<i>Upstream</i>	Exploración y explotación del petróleo y el gas natural; su transporte, almacenamiento en terminales y comercialización;
Pemex-Refinación (PR)	<i>Downstream</i>	Procesos industriales de la refinación; elaboración de productos petrolíferos y de derivados del petróleo que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas; almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de los productos y derivados mencionados
Pemex-Gas y Petroquímica básica (PGPB)	<i>Midstream</i>	Procesamiento del gas natural, líquidos del gas natural y el gas artificial; almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de estos hidrocarburos, así como de derivados que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas;
Pemex-Petroquímica (PP)	<i>Chemical</i>	Procesos industriales petroquímicos cuyos productos no forman parte de la industria petroquímica básica, así como su almacenamiento, distribución y comercialización.

Fuente: elaboración propia con base en la LOPMOS (1992) y Oropeza T., (2010). *El sector de petróleo y gas en México y el mundo*.

La Red fiscal de PEMEX fue el resultado de una reestructuración a este organismo público, que operó bajo un nuevo esquema organizativo desde 1992, fecha en que el Congreso aprobó

la *Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios*<sup>16</sup> (LOPMOS), cuya característica principal fue la articulación de PEMEX en cuatro organismos subsidiarios, cada uno de ellos con tareas específicas, las cuales se describen en el cuadro 3.1.

Las obligaciones fiscales estaban regidas únicamente por la Ley de Ingresos de la Federación (LIF) de cada ejercicio fiscal, específicamente en los Artículos 4° o 7°, donde se establecía el régimen fiscal de PEMEX, que en calidad de empresa del sector paraestatal estaba sujeta al cumplimiento de cuatro derechos, dos impuestos y un aprovechamiento, los cuales se resumen en el cuadro 3.2, y que en conjunto estaban referenciados al precio internacional del petróleo crudo para cada ejercicio fiscal.

Con las definiciones contenidas en el cuadro 3.2 y la notación algebraica que Venegas-Martínez F. y Rivas A. S. (2009) han planteado para analizar el régimen fiscal de PEMEX, se puede tener una mayor comprensión de lo que fue la Red fiscal de PEMEX, que como se ha mencionado, consistía en los pagos efectuados por los consumidores, causantes por la enajenación de combustibles, y por otro lados los pagos derivados de las actividades comerciales de *upstream* de la empresa. En otros términos, se trataba de la acreditación las obligaciones DEP, DEEP, DAEP, IEPS e ISRP contra el DSH, de tal manera que se cumpliera con la siguiente igualdad en términos nominales:

$$DSH = DEP + DEEP + DAEP + ISRP + IEPS \quad 1)$$

Para este caso, la acreditación entre derechos e impuestos implicaba que cada obligación tenía su propia tasa y su propia base, sin embargo, cuando el monto nominal de alguna obligación resultaba con saldo a favor de lo efectivamente pagado, entonces este saldo podía trasladarse a otra u otras obligaciones por cumplir con la igualdad de la ecuación 1).

El lado izquierdo de la ecuación 1), hace referencia DSH, cuyo cálculo nominal corresponde al resultado de multiplicar la tasa  $\tau_{DSH}$ , por la base gravable,  $B$ , la que su vez agrupa al valor de todas las ventas hacia exterior de petróleo crudo, las ventas nacionales a precio de mercado de petróleo, más el monto nominal del IEPS:

$$DSH = \tau_{DSH} B = 0.608B \quad 1.1)$$

---

<sup>16</sup> Ley abrogada en 2008, DOF: 28-11-2008.

**Cuadro 3.2. Obligaciones fiscales de PEMEX, 1994-2005**

Obligaciones	Abreviación	Organismo que declara	Tasa	Base
1 Derecho Ordinario sobre la Extracción de Petróleo	DEP	PEP	0.523	El resultado de restar al total de los ingresos por ventas de bienes o servicios, el total de los costos y gastos efectuados en bienes o servicios con motivo de exploración y explotación, considerando las inversiones en bienes de activo fijo y los gastos diferidos efectuados.
2 Derecho Extraordinario sobre la Extracción de Petróleo	DEEP	PEP	0.255	El resultado de restar al total de los ingresos por ventas de bienes o servicios, el total de los costos y gastos efectuados en bienes o servicios con motivo de exploración y explotación, considerando las inversiones en bienes de activo fijo y los gastos diferidos efectuados.
3 Derecho Adicional sobre la Extracción de Petróleo	DAEP	PEP	0.011	El resultado de restar al total de los ingresos por ventas de bienes o servicios, el total de los costos y gastos efectuados en bienes o servicios con motivo de exploración y explotación, considerando las inversiones en bienes de activo fijo y los gastos diferidos efectuados.
4 Impuesto sobre los Rendimientos Petroleros	ISRP	PEMEX y sus O.S.	0.34 <sup>1/</sup>	El resultado de los ingresos totales, menos las deducciones autorizadas
5 Impuesto Especial sobre Producción y Servicios	IEPS	PR	Tasa variable	A la diferencia entre el precio de combustible al público y la suma del IVA pagado, el precio de productos, las comisiones y los fletes de transporte
6 Derecho Sobre Hidrocarburos	DSH	PEMEX y sus O.S.	0.608	Los ingresos por ventas a terceros: valor de las ventas nacionales, más los impuestos por enajenación de petrolíferos y el valor de ventas por exportación
7 Aprovechamiento a los Rendimientos Excedentes	ARE	PEP	0.392	Valor de las exportaciones de crudo cuando el precio promedio ponderado acumulado mensual, P <sup>a</sup> de crudo sea mayor al precio de referencia, P <sup>r</sup> , fijado en la LIF

**Otras obligaciones fiscales**

- Impuesto al valor agregado (IVA), tasa vigente
- Contribuciones causadas por la importación de mercancías
- Impuestos a la exportación
- Otros derechos vigentes en la Ley Federal de Derechos

<sup>1/</sup>La tasa subió un punto porcentual a partir del ejercicio fiscal de 1999. Posteriormente, en 2005 la tasa aplicada fue de 0.30

Fuente: Elaboración propia con base en Martínez-Vargas (2009); el Artículo 4° de la LIF, para los ejercicios fiscales 1994-2001; y el Artículo 7° de la LIF, para los ejercicios fiscales 2002-2005

El lado derecho de la ecuación 1), consiste en una serie de obligaciones que, en conjunto representan a la base, B, explicada previamente en el DSH. Por tanto, en orden de

importancia se encontraba el Derecho Ordinario sobre la Extracción de Petróleo (DEP), el cual se calculaba en términos nominales con la siguiente ecuación:

$$DEP = \tau_{DEP}(Y - I - E) = 0.523(Y - I - E) \quad 1.2)$$

Donde:

$\tau_{DEP} = 0.523$  y representa la tasa del DEP

**Y**: ingresos de PEMEX-EP generados por las ventas de petróleo.

**I**: inversiones en activos fijos en Exploración y producción (*upstream*)

**E**: las erogaciones totales para las actividades de *upstream*

Por otro lado, el Derecho Extraordinario sobre Extracción de Petróleo (DEEP), tomaba como base gravable el monto nominal resultante del DEP, de ahí que el cálculo nominal del DEEP se puede expresar como:

$$DEEP = \tau_{DEEP}DEP \quad 1.3)$$

Donde  $\tau_{DEEP}$  representa la tasa de DEEP. Por tanto, la ecuación 1.3 es equivalente a:

$$DEEP = \tau_{DEEP}\tau_{DEP}(Y - I - E) = (0.255)(0.523)(Y - I - E) = 0.133(Y - I - E)$$

De igual manera, el Derecho Adicional Extracción de Petróleo también tomaba como base al valor nominal del DEP, que en consecuencia se puede expresar como:

$$DAEP = \tau_{DAEP}DEP = \tau_{DAEP}\tau_{DEP}(Y - I - E) = \quad 1.4)$$

Donde  $\tau_{DAEP}$  representa la tasa aplicada por concepto del DAEP, donde  $\tau_{DAEP} = 0.011$

Por su parte, el Impuesto sobre los rendimientos petroleros, ISRP, que equiparable al Impuesto Sobre la Renta (ISR), estaba determinado por una tasa  $\tau_{ISRP} = 0.34$ , cuya base gravable era la diferencia entre los ingresos por las ventas efectuadas durante el año y las deducciones establecidas en la LIF, tal como se muestra en la siguiente ecuación:

$$ISRP = \tau_{ISRP}(Y - D) \quad 1.5)$$

Donde,  $D$  representa a las Deducciones permitidas para PEMEX, establecidas en las disposiciones fiscales vigentes en el periodo 1994-2005. Este impuesto lo pagaban los organismos subsidiarios de esta empresa, excepto PEP.

La obligación fiscal por concepto del IEPS, que se encuentra vigente en la actualidad, regulada por el artículo 2o-A de la Ley del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios

(LIEPS), consiste en el pago que realizan los consumidores que enajenen combustibles automotores y petrolíferos al interior del país. El monto de este impuesto se puede establecer con una ecuación que de acuerdo con Venegas-Martínez y Rivas A., S. (2009), se define de la siguiente manera:

$$IEPS = \tau_{IEPS}[P_2 - (IVA + A + F + P_1)] \quad 1.6)$$

Donde:

$\tau_{IEPS}$ : es la tasa aplicada a la enajenación de combustibles automotores, causantes del IEPS

$P_2$ : es el precio al público

$IVA$ : es el monto que pagaban los consumidores por el Impuesto al Valor Agregado.

$A$ : es el monto de las comisiones.

$F$ : es el monto de los fletes de la planta refinadora a la agencia de ventas, y luego al expendio autorizado

$P_1$ : es el precio del productor

Debido a la política de precios administrados por el Sector Público, la tasa del IEPS era variable, puesto que la SHCP la determinaba mensualmente<sup>17</sup> para cada una de las agencias de venta de PEMEX al interior del país, y por cada tipo de gasolinas y diésel (Oropeza T., 2010).

La fórmula mediante la cual se determinaban las tasas del IEPS, se puede representar como:

$$\tau_{IEPS} = \frac{\alpha_{IVA}P_2 - (P_{spot} + A + F + M + IVA)}{P_{spot} + F + M} * 100 \quad 1.6.1)$$

Donde:

$M$ : Es la diferencia entre el precio del productor,  $P_2$ , y el precio de las gasolinas y el diésel en los mercados *spot* de Houston, California, o de la Costa de Estados Unidos al Golfo de México,  $P_{spot}$ . En otros términos, se trata del costo imputado de manejo.

$\alpha_{IVA}$ : tomaba el valor de 0.869, si la tasa del IVA era del 15%, o un valor de 0.909 si la tasa del IVA, aplicable al consumo, era del 10%.

Los precios finales de las gasolinas y el diésel para los consumidores dependían, en primera instancia, del costo de oportunidad de una economía abierta, pues de acuerdo con la SENER (2012), «los precios del productor buscan reflejar el costo de oportunidad, el cual se entiende

---

<sup>17</sup> Esto fue así hasta 2016 (a excepción de 2015, donde hubo solamente un incremento al inicio de ese año). Con la puesta en marcha de la Reforma Energética de 2013-2014, la SHCP fijaba un límite máximo y un mínimo al precio de las gasolinas durante 2016. En 2017 los precios cambiarán de manera diaria, aunque los precios mínimos y máximos serán los que determina la Comisión Reguladora de Energía. Finalmente, a partir del 2018 los precios dejarán de estar regulados por la autoridad y se dejarán a las libres fuerzas del mercado.

como el valor que recibiría el proveedor en el mercado si vendiera el producto a su siguiente mejor alternativa de venta» (pág. 65). Por tanto, después de determinar los precios al productor, el precio de consumo final se ajustaba por la calidad de los combustibles y la logística del transporte (SENER, 2012).

Por su parte, el Aprovechamiento a los Rendimientos Excedentes, ARE<sup>18</sup>, que no formaba parte de la Red fiscal de PEMEX, se calculaba aplicando una tasa del 0.392 cuando, en un determinado ejercicio fiscal, el precio ponderado acumulado mensual del barril del petróleo excediera un nivel de referencia, establecido en la LIF. Por tanto, en términos algebraico, el monto del ARE se puede calcular de la siguiente manera:

$$ARE = \tau_{ARE}(P_t^r - P_t^o) \quad 1.7)$$

Donde:

$\tau_{ARE}$  : es la tasa del impuesto a los rendimientos excedentes.

$P_t^r$ : es el precio de referencia del barril de crudo fijado en la LIF, en el periodo  $t$ .

$P_t^o$ : es el precio observado del barril de petróleo crudo en el periodo  $t$ .

De este modo, con el ARE se dio inicio lo que después se le denominaría recursos petroleros excedentes.

Después de haber analizado los rubros que componían el régimen fiscal denominado, denominado red fiscal de PEMEX, es conveniente hacer un comentario con relación la ecuación 1), puesto que en ella se ha descrito una igualdad; sin embargo, de acuerdo con Venegas-Martínez y Rivas A. (2009), es poco probable que la suma del lado derecho sea igual al monto del DSH. Es por ello que las tasas  $\tau_{DEP}$ ,  $\tau_{IEPS}$ ,  $\tau_{DEEP}$  se ajustaban.

Como se mencionó en el principio de este apartado, el elemento principal en la Red fiscal de PEMEX fue el Derecho Sobre Hidrocarburos, DSH, obligación sobre la que se acreditan todas las disposiciones fiscales recién descritas, en consecuencia, el objetivo de la Red fiscal era asegurar un monto predecible de recaudación pública, proveniente de la comercialización de hidrocarburos. Para este fin, el régimen fiscal vigente durante el periodo 1994-2005, había sido determinado con base en la recaudación de 1993, en términos proporcionales, puesto que en ese año el precio promedio de la MME registrado fue de 13 dls/barril (Venegas-Martínez & Rivas A., 2009).

---

<sup>18</sup> Vigente hasta el ejercicio fiscal de 2006.

Dicho de otro modo, cuando el precio internacional de petróleo pudiera haber caído en los mercados internacionales, la autoridad hacendaria captaría más por el lado del IEPS al elevar las tasas, pues eran variables cada mes.

Cuando el precio internacional del petróleo tenía una tendencia a la alza, entonces las autoridades hacendarias obtenían la mayor parte de los recursos público por el lado de los derechos y aprovechamientos.

### **3.1.1 El régimen fiscal en 2006**

Después de una serie de debates en torno a las Participaciones a las entidades federativas (Ramo 33), que dieron comienzo desde 2001, entre los miembros del Congreso y los principales representantes de las entidades federativas del país (Calzada F., 2006), el 21 de diciembre del 2005 se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF), una serie de modificaciones a la Ley Federal de Derechos (LFD), cuyo contenido modificó el régimen fiscal de PEMEX, para los ejercicios posteriores a 2006.

Desde entonces, hubo dos leyes en que se sustentaba el régimen fiscal de PEMEX: por un lado la LIF, que establecía las obligaciones correspondientes a los impuesto y aprovechamientos, y la LFD, que como su nombre lo indica, especificaba los montos, la bases y demás disposiciones fiscales por concepto de derechos a PEMEX.

Las nuevas obligaciones aplicables desde 2006 en materia fiscal, se componían de doce obligaciones federales en materia fiscal: seis derechos, cinco impuestos y un aprovechamiento, los cuales se resumen en el cuadro 3.3.

La aprobación del régimen fiscal de 2006 se dio en un contexto en que la MME se cotizaba en los mercados internacionales a un precio superior a los 40 dls./barril (ver Anexo, cuadro A1), por lo que la recaudación pública, en términos proporcionales a los periodos anteriores, era más que segura, ello debido a que se aplicaron mecanismos similares a la Red fiscal de PEMEX.

Del conjunto de derechos pagados por PEMEX, a partir de 2006, se debía hacer anticipos nominales de manera trimestral, ello en los meses de abril, julio, octubre y enero, a excepción del Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos, DOH.

**Cuadro 3.3. Resumen de las obligaciones fiscales de PEMEX, 2006-2007.**

Derechos					
Obligaciones	Abreviación	Tasa	Base	Destino	
1	Derecho Ordinario Sobre Hidrocarburos	DOH	0.79	Valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año menos las deducciones permitidas	0.768 a las Entidades Federativas y el 0.0133 multiplicado por el 3.17% a los municipios.
2	Derecho para el fondo de la investigación Científica y Tecnológica en Materia de Energía	DFICTME	0.0005	Monto nominal del DOH	Instituto Mexicano del Petróleo
3	Derecho para la Fiscalización Petrolera	DFP	0.00003	Monto nominal del DOH	Auditoría superior de la Federación (ASF)
4	Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización	DHFE	0.01 - 0.10	Se aplica cuando, en el año del ejercicio, el precio promedio ponderado del barril de petróleo crudo exportado exceda de 22.00 dólares. Por la cantidad de barriles.	Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros
5	Derecho Extraordinario sobre la Exportación de Petróleo Crudo	DEEPC	0.131	Valor que resulte de multiplicar la diferencia que exista entre el precio promedio ponderado anual del barril de petróleo crudo mexicano y el precio estimado en la LIF	Entidades Federativas a través del Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas
6	Derecho Adicional	DA	la misma que el DOH	cuando la extracción de petróleo crudo en los años de 2006, 2007 y 2008 efectivamente alcanzada sea menor a 3.416 Mmbd; 3.453 Mmbd y, 3.523 Mmbd, respectivamente.	20% Fondo General de Participaciones, 1% el Fondo de Fomento Municipal; el 0.25% a la reserva de contingencia y, al 3.17% *0.0133, a los Municipios colindantes con la frontera o litorales
Impuestos y aprovechamientos					
Obligaciones	Abreviación	Organismo que declara	Tasa	Base	
A	Aprovechamiento sobre Rendimientos Excedentes <sup>a/</sup>	ARE	PEP	0.065	Se pagara por el valor de la extracción de petróleo y gas natural de los campos abandonados y en proceso de abandono, PEMEX Exploración y Producción estará obligado al pago anual.
1	Impuesto Especial Sobre Producción y Servicios	IEPS	PR	Criterios de la SHCP, según lo establecido en la LIEPS	Aplicable en cada mes para la enajenación de gasolinas o diésel, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 2ºA de la LIEPS
2	Impuesto al Valor Agregado.	IVA	PEMEX y O. S.	10% y 15%	El valor derivado de la enajenación de bienes; la prestación de servicios independientes; la otorgación, uso o goce temporal de bienes y; la importación de bienes o servicios.
3	Impuesto a los Rendimientos Petroleros <sup>b/</sup>	ISRP	PEMEX y O.S., excepto PEP	0.3	Ingresos menos las deducciones autorizadas que se efectúen en el mismo
4	Cuando el Ejecutivo Federal, en ejercicio de las facultades a que se refiere el artículo 131 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, establezca impuestos a la exportación de petróleo crudo, gas natural y sus derivados. <sup>b/</sup>				
5	Con relación al impuesto a la importación <sup>b/</sup> , Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios determinarán individualmente los impuestos a la importación y las demás contribuciones que se causen con motivo de las importaciones que realicen.				

<sup>a/</sup>Obligación fiscal sin efectos a partir del 2007

<sup>b/</sup>Obligación regulada por Ley de Ingresos de la Federación del ejercicio fiscal correspondiente

Fuente: Elaboración propia con base en la Ley Federal de Derechos , (DOF 21/12/2005); Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal 2006; y Tépac M. (2009). *La Evolución del Régimen Fiscal de PEMEX y la distribución.*

El valor anual de los hidrocarburos se determinaba en función de los precios internacionales del barril de petróleo crudo y de los precios por unidad térmica del gas natural (BTU). Para el caso del petróleo, se multiplicaba el volumen extraído de crudo, por el precio promedio petróleo (según los grados API). En el mismo sentido, el valor del gas natural extraído se determinaba al multiplicar el precio de unidad térmica por el volumen de gas extraído.

El principal derecho a pagar fue el Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos, DOH, cuyo cálculo nominal se establecía de la siguiente manera:

$$DOH = \tau_{DOH}(Y - D)$$

Donde  $\tau_{DOH}=0.790$ ,  $Y$  son los ingresos por la venta de petróleo y  $D$ , las deducciones. Adicionalmente, para la tasa  $\tau_{DOH}$ , se determinó una serie de cambios hasta del 2009, en función de los precios internacionales del petróleo crudo, tal como se muestra en el cuadro 3.4.

**Cuadro 3.4. Tasa del DOH, según el precio promedio anual del petróleo de exportación**

Rango de precio promedio ponderado anual de barril de petróleo crudo mexicano exportado (Dólares de los Estados Unidos de América)	Tasa para el Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos (%)			
	2006	2007	2008	2009
00.00-19.99	87.81	85.61	83.4	81.2
20.00-21.99	87.32	85.24	83.16	81.08
22.00-23.99	83.14	82.1	81.07	80.03
24.00-25.99	82.34	81.5	80.67	79.83
26.00-27.99	81.53	80.9	80.27	79.63
28.00 en adelante	78.68	78.76	78.84	78.92

Fuente: Artículo Tercero transitorio de la Ley Federal de Derechos vigente en 2006.

En este sentido, las deducciones permitidas, a PEMEX, en los ejercicios fiscales entre 2006 y 2007, eran:

- I. El 100% del monto original de las inversiones realizadas para la exploración, recuperación secundaria y el mantenimiento no capitalizable;
- II. El 16.7% del monto original de las inversiones realizadas para el desarrollo y explotación de yacimientos de petróleo crudo o gas natural, en cada ejercicio;
- III. El 5% del monto original de las inversiones realizadas en oleoductos, gasoductos, terminales, transporte o tanques de almacenamiento, en cada ejercicio;
- IV. Las erogaciones necesarias para la explotación de los yacimientos de petróleo crudo o gas natural determinados de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados, excluyendo los puntos I, II y III. Los únicos gastos que se podían deducir serán

los de exploración, transportación o entrega de los hidrocarburos. Los costos y gastos se deducían cuando hayan sido efectivamente pagados en el periodo al que corresponda el pago;

- V. **El derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo crudo** efectivamente pagado y la diferencia que efectivamente se pague por concepto del **derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización.**
- VI. **El derecho para el fondo de investigación científica y tecnológica en materia de energía;**
- VII. **El derecho para la fiscalización petrolera, y**
- VIII. Un monto adicional de 0.50 dólares de los Estados Unidos de América por cada millar de pie cúbico de gas natural no asociado extraído, adicional al volumen de extracción que se registrara para 2006 y 2007.

Una vez calculado el monto nominal del DOH, se tenía que multiplicar por un factor de:<sup>19</sup>

- 1) 0.766, cuyo resultado nominal se destinaba a las entidades federativas, ello como parte de la Recaudación Participable (RFP).
- 2) 0.0133 multiplicado por 0.0317, cuyo resultado nominal se destinaba a los Municipios colindantes con la frontera o litorales por los que se realice materialmente la salida del país de los hidrocarburos.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 7° de la LIF de 2006 y 2007, por cuenta del DOH, Pemex Exploración y Producción debía realizar pagos anticipados, diarios y semanales, incluyendo días inhábiles, los cuales denominaron pagos efectivamente pagados. Los pagos diarios incluían también los días inhábiles.

Por otro lado, el monto nominal de lo recaudado por concepto del Derecho para el Fondo de Investigación Científica y Tecnológica en Materia de Energía (DFICTE), perteneciente al conjunto de las deducciones del DOH, se destinaba al Instituto Mexicano del Petróleo.

De igual manera, los recursos provenientes del Derecho para la Fiscalización Petrolera (DFP), se destinaba al Auditoría Superior de la Federación.

Concerniente al Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización (DHFE), como su nombre lo indica, se trataba de recursos cuyo destino era el (hoy extinto) Fondo de Estabilización de los Ingreso Petroleros (FEIP), cuyo objetivo era la generación de ahorro para hacer frente a las afectaciones de los ingresos públicos asociadas a las posibles caídas del precio de la MME (Del Río M., Rosales R., & Pérez B., 2015).

Los recursos obtenidos por el DHFE dependían del precio observado de la MEE al final del año. En efecto, la tasa aplicable aumentaba un punto porcentual, a partir de los 22.01 dls/bar,

---

<sup>19</sup> Estos rubros se establecieron por primera vez en el Artículo 261 de la LFD vigente en 2006.

por cada 0.99 centavos de dólar que se incrementara el precio de la MME, tal como se observa en el cuadro el cuadro 3.5.

**Cuadro 3.5. Tasa del FEIP, en función del nivel del precio promedio anual del barril de petróleo crudo mexicano de exportación.**

Rango de precio promedio ponderado anual del barril de petróleo crudo mexicano exportado.	Por ciento a aplicar sobre el valor anual del total de las extracciones de petróleo crudo en el año
22.01-23.00	1%
23.01-24.00	2%
24.01-25.00	3%
25.01-26.00	4%
26.01-27.00	5%
27.01-28.00	6%
28.01-29.00	7%
29.01-30.00	8%
30.01-31.00	9%
Cuando exceda de 31.00	10%

Fuente: artículo 256 de la LFD vigente en 2006

En cuanto el Derecho Extraordinario a la Exportación de petróleo crudo, DEEP, éste se determinaba de la siguiente manera:

$$DEEP = \tau_{DEEP} (P_t^{pr} - P_t^{LIF}) Q_t \quad \vee P_t^{pr} > P_t^{LIF}$$

Donde:

$\tau_{DEEP}$ : es la tasa que se pagaba del DEEP, cuyo valor en 2006 y 2007 era de 0.131.

$P_t^{pr}$ : es el precio promedio ponderado anual del barril de petróleo en el periodo  $t$ .

$P_t^{LIF}$ : es el precio que se fijaba en la LIF al inicio del año fiscal, en el periodo  $t$ .

$Q_t$ : es el volumen total de petróleo crudo exportado en el año  $t$ .

Por su parte, el Derecho Adicional, DA, ubicado en el Artículo Sexto transitorio de la LFD de 2006, hacía referencia al pago nominal que PEMEX-EyP debía realizar por concepto de la extracción de petróleo crudo cuando ésta fuera menor a 3.416 Mmbd en 2006, 3.453 Mmbd en 2007 y 3.523 Mmbd en 2008.

El cálculo nominal de este derecho puede definirse como:

$$DA = P^o * \left\{ \left[ (Q_t^e - Q_t^o) - (Q_t^e - Q_t^o) \frac{V_t^D}{V_t^E} \right] * \tau(P^o)_{DOH} \right\} * (0.766)$$

$$= P^o * \left[ (Q_t^e - Q_t^o) \left( 1 - \frac{V_t^D}{V_t^E} \right) \right] * \tau(P^o)_{DOH} * (0.766)$$

$$\vee Q_t^e > Q_t^o$$

Donde:

$DA$ : es el monto a pagar por PEMEX por concepto del derecho adicional.

$Q_t^e$ : es la cantidad de barriles extraídos de petróleo crudo fijada por año.

$Q_t^o$ : es la cantidad efectivamente extraída de barriles de petróleo crudo.

$V_t^D$ : es el valor de las deducciones permitidas.

$V_t^E$ : es el valor del petróleo crudo efectivamente extraído.

$\tau(P^o)_{DOH}$ : es la tasa del DOH, cuyo valor depende del rango de los precios promedio del crudo exportado, los cuales se mostraron en la tabla 3.4.

$P^o$ : es el precio promedio ponderado anual de barril de petróleo crudo mexicano exportado.

$t=1,2,3$ . Es decir, Correspondiente a los ejercicios fiscales 2006, 2007 y 2008.

Del total de lo recaudado por este derecho, el 20 % tenía como destino el fondo general de participaciones; el 1% el fondo de fomento municipal; el 0.25% a la reserva de contingencia y, al 3.17% de lo recaudado, multiplicado por un factor de 0.0133, se destinaba a los Municipios colindantes con la frontera o litorales por los que se realizara materialmente la salida de hidrocarburos. Sin embargo, este derecho fue eliminado cuando entró en vigor nuevo el régimen fiscal de 2008.

En el ámbito de la LIF, el aprovechamiento a los rendimientos excedentes se pagaba cuando el precio promedio ponderado del barril de petróleo crudo excediera el nivel cierto nivel establecido en la ley, para cada uno de los ejercicios fiscales. El monto nominal se calculaba aplicando una tasa de 0.065 al resultado de multiplicar la diferencia entre el precio del barril de crudo, efectivamente observado, y el precio estimado en la ley de cada año.

Para el caso del IVA, PEMEX entregaba a la Tesorería de la Federación (TESOFE) el monto de las obligaciones fiscales, en apego estricto a lo establecido a la Ley del IVA, todo ello con una declaración mensual. En aquella ocasión la tasa del IVA era del 10% para las entidades federativas fronterizas con los E.U.A. y del 15% para el resto de estados.

Por su parte, el monto del IEPS dependía de la tasa mensual que la SHCP estableciera, según la metodología prescrita en el artículo 2-A de la LIEPS, la cual se estudió en el apartado anterior. Respecto a este impuesto, PEMEX enteraba a las autoridades fiscales anticipos diarios (incluyendo los días inhábiles) y anticipos mensuales, ambos determinados con cantidades específicas en la fracción II, artículo 7° de la LIF, al ejercicio fiscal correspondiente. De igual manera, los anticipos diarios podían aumentar o disminuir ante variaciones de los precios de las gasolinas y el diésel; siendo este el caso, se aplicaría un factor sobre los precios mínimos diarios (equivalente al aumento o disminución porcentual

que registren los productos antes señalados), el cual estaría determinado por lo que dictamine la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Un elemento importante del IEPS sobre gasolinas y diésel, es que cuando su tasa aplicable resultara negativa, Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios podían disminuir el monto que resulte de dicha tasa negativa, de la parte positiva del impuesto especial sobre producción y servicios a su cargo, o en su defecto del monto por impuesto al valor agregado, ello en caso de que el primero no fuera suficiente. Si el primero y el segundo no fueran hubieran sido suficientes, se podía acreditar contra el Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos.

En cuanto al Impuesto a los rendimientos petroleros, ISRP, que se obtenía de multiplicar una tasa del 0.30 por los rendimientos netos de cada ejercicio fiscal, era pagado por PEMEX y sus organismos subsidiarios, salvo PEMEX-exploración y producción. Tal como en la Red fiscal descrita anteriormente, este impuesto era el equivalente al ISR que pagan las empresas del sector privado. Adicionalmente, a cuenta de este derecho se debía realizar pagos diarios (incluidos los días inhábiles) y pagos semanales a la TESOFE, cuyos montos se establecían en la LIF, al ejercicio fiscal correspondiente.

Por último, pero no menos importante, PEMEX pagaba los impuestos que fueran generados por las actividades comerciales con el exterior, tanto por importaciones como por exportaciones, los cuales eran pagados directamente a la Tesorería de la Federación.

Asimismo, el propio organismo público tenía que declarar aquellas contribuciones, productos, aprovechamientos correspondientes a sus organismos subsidiarios; ello a más tardar el último día hábil de los meses abril, julio y octubre del mismo año, y enero del próximo.

### **3.1.2 Los regímenes fiscales en 2008**

En 2008, PEMEX manejó sus obligaciones fiscales a través de dos regímenes. El primero de ellos se publicó en el Diario Oficial de la Federación el día 01 de octubre del año 2007, y entró en vigor el 01 de enero de 2008, mientras que el segundo régimen fiscal se hizo público en el Diario Oficial de la Federación, el 13 de noviembre del 2008, y entró en vigor al día siguiente; este último perduró hasta el diciembre del 2009.

El régimen fiscal que comenzó a operar desde enero del 2008, en materia de derechos, consistía en las mismas obligaciones respecto al régimen fiscal anterior (el de 2006), salvo por la anulación del Derecho Adicional (DA) y la puesta en marcha del nuevo Derecho Único sobre hidrocarburos (DU), tal como se muestra en el cuadro resumen 3.6, donde se resume las obligaciones fiscales que entraron en vigor en enero del 2008. Asimismo, el Derecho para el fondo de investigación científica y tecnológica, DFICTME, cambió de dominación por el Derecho para la Investigación científica (DICTME), por lo que el monto de lo recaudado tuvo diferentes fondos (es decir, los recursos ya no se destinaban exclusivamente al Instituto Mexicano del Petróleo, IMP).

La tasa del DOH pasó de 0.790 a 0.715 y con ello se rompió con el esquema de las tasas del DOH, que se tenía planeado aplicar hasta el 2009, en función de los precios observados del barril del petróleo crudo (ver nuevamente el cuadro 3.4). También, se estableció que el monto de las deducciones por concepto de los costos, gastos e inversiones deducibles, relacionados con el petróleo crudo y gas asociado extraídos, no excederían el valor de 6.50 dólares por barril de petróleo crudo equivalente (bpce) del volumen total del mismo en el año de que se tratara. Lo mismo que para el gas natural no asociado, cuyo valor no debía exceder los 2.70 dólares por cada mil pies cúbicos del volumen total.

Con relación a los recursos cuyo destino eran las entidades federativas y los municipios de la Federación, es decir, el monto de la recaudación federal participable, para el año 2008, ésta se determinaría aplicando una tasa sobre el DOH del 81.72%, para el de 2009 de 82.52%, para el 2010 de 83.28% y en 2011 de 83.96%. En cuanto a los recursos cuyo destino eran los municipios colindantes con la frontera o litorales por los que se realice materialmente la salida del país de los hidrocarburos, se calculaban con base en el 3.17% del DOH, multiplicado por los siguientes factores, para los siguientes años: 0.0142 para el año 2008; 0.0143 para el año 2009; 0.0145 para el año 2010; y 0.0146 para el 2011.

**Cuadro 3.6. Descripción de los Derechos pagados por PEMEX a partir del 01 de enero de 2008**

Derechos					
Obligaciones		Abreviación	Tasa	Base	Destino
1	Derecho Ordinario Sobre Hidrocarburos	DOH	0.715	Valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año menos las deducciones permitidas.	0.768 a las Entidades Federativas y el 0.0148 multiplicado por el 3.17% a los municipios.
2	Derecho para la Investigación Científica y Tecnológica en Materia de Energía	DICTME	0.0065	Monto nominal del DOH	4 Fondos especializados en materia energética y de hidrocarburos
3	Derecho para la Fiscalización Petrolera	DFP	0.00003	Monto nominal del DOH	Auditoría superior de la Federación (ASF)
4	Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización	DHFE	0.01 - 0.10	Se aplica cuando, en el año del ejercicio, el precio promedio ponderado del barril de petróleo crudo exportado exceda de 22.00 dólares. Por la cantidad de barriles.	Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros
5	Derecho Extraordinario sobre la Exportación de Petróleo Crudo	DEEPC	0.131	Valor que resulte de multiplicar la diferencia que exista entre el precio promedio ponderado anual del barril de petróleo crudo mexicano y el precio estimado en la LIF	Entidades Federativas a través del Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas
6	Derecho Único sobre Hidrocarburos	DUH	0.37-0.57	El valor de los hidrocarburos de los campos abandonados y en proceso de abandono, en función del rango de los precios promedio de petróleo crudo mexicano exportado.	Fondo de Inversión en Exploración y Producción.

Fuente: Elaboración propia con base en la Ley Federal de Derechos, (DOF: 01/10/2007), la Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal 2008.

Por su parte, el entonces DICTME tuvo una tasa del 0.0065, cuya base gravable era el monto anual de lo recaudado por el DOH. En cuanto a la distribución del monto anual recaudado por el DICTME, tenía como destino cuatro fondos especializados en el sector energético y de hidrocarburos<sup>20</sup>:

- I. El 63% al Fondo Sectorial CONACYT-Secretaría de Energía-Hidrocarburos, que se creará de conformidad con las disposiciones de la Ley de Ciencia y Tecnología.

<sup>20</sup> La tasa del DICTME, según la LFD, sería modificada para los ejercicios fiscales posteriores a 2008. Para profundizar en los objetivos que tenía cada fondo, y las modificaciones subsecuentes, se sugiere ver el artículo 254-Bis y el artículo Sexto transitorio del "DECRETO por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley Federal de Derechos, en materia de hidrocarburos y se derogan y reforman diversas disposiciones del Decreto que reforma diversas disposiciones del Título Segundo, Capítulo XII, de la Ley Federal de Derechos, publicado el 21 de diciembre de 2005", DOF: 01/10/2007.

- II. El 2% al Fondo mencionado en la fracción anterior con el objeto de formar recursos humanos especializados en la industria petrolera.
- III. El 15% al Fondo de investigación científica y desarrollo tecnológico del Instituto Mexicano del Petróleo, conforme a lo establecido en la Ley de Ciencia y Tecnología.
- IV. El 20% al Fondo Sectorial CONACYT-Secretaría de Energía-Sustentabilidad Energética, que se creará de conformidad con las disposiciones de la Ley de Ciencia y Tecnología.

En cuanto al derecho adicionado en este esquema fiscal, el Derecho Único (DU), cuyo monto nominal se calculaba aplicando una tasa variable sobre el valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año de los campos abandonados y en proceso de abandono. La tasa a pagar se establecía en función de los precios observados del crudo, tal como se muestra en el cuadro 3.7. Cabe precisar que para este derecho, se incluía el consumo del petróleo efectuado por PEMEX Exploración y Producción.

**Cuadro 3.7. Tasa aplicable del DU en función del rango de los precios del petróleo crudo.**

<b>Rango de precio promedio ponderado anual de barril de petróleo crudo mexicano exportado (Dólares de los Estados Unidos de América)</b>	<b>Tasa para el derecho único sobre hidrocarburos (%)</b>
00.01-24.99	37.00
25.00-29.99	42.00
30.00-39.99	47.00
40.00-49.99	52.00
50.00 en adelante	57.00

Fuente : cuadro tomado de la LFD vigente en 2008 (Artículo Séptimo)

En materia de impuestos y aprovechamientos establecidos en el régimen fiscal de PEMEX, que entró en vigor en enero de 2008, se mantuvo la misma estructura impositiva con relación al régimen fiscal de 2006. En efecto, tal como se aprecia en el cuadro 3.8, los impuestos estaban regulados por las mismas leyes, cuyos montos correspondientes a los anticipos diarios y semanales, seguían siendo estipulados en la LIF.

**Cuadro 3.8. Descripción de los Impuestos y Aprovechamientos, pagados por PEMEX a partir del 01 de enero de 2008**

Impuestos					
	Obligaciones	Abreviación	Organismo que declara	Tasa	Base
1	Impuesto Especial Sobre Producción y Servicios.	IEPS	PR	Criterios de la SHCP, según lo establecido en la LIEPS	Aplicable en cada mes para la enajenación de gasolinas o diésel, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 2ºA de la LIEPS
2	Impuesto al Valor Agregado.	IVA	PEMEX y O. S.	10% y 15%	El valor derivado de la enajenación de bienes; la prestación de servicios independientes; la otorgación, uso o goce temporal de bienes y; la importación de bienes o servicios.
3	Impuesto a los Rendimientos Petroleros.	IRP	PEMEX y sus O.S., excepto PEP	0.30	Ingresos menos las deducciones autorizadas que se efectúen en el mismo
4	Con relación al Impuesto a la Exportación de Petróleo Crudo, Gas Natural y sus Derivados, PEMEX y sus organismos subsidiarios pagaba este impuesto cuando el Ejecutivo Federal, en ejercicio de las facultades a que se refiere el artículo 131 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, establezca impuestos a la exportación de petróleo crudo, gas natural y sus derivados,				
5	Con relación al Impuesto a la Importación, PEMEX y sus organismos subsidiarios determinarán individualmente los impuestos a la importación y las demás contribuciones que se causen con motivo de las importaciones que se realicen				

Fuente: Elaboración propia con base en la Ley Federal de Derechos, (DOF: 01/10/2007), la Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal 2008.

### 3.1.3 El régimen fiscal de 2008/2009

El régimen fiscal de PEMEX en 2009, puede definirse como el segundo régimen fiscal de 2008, ello debido a que fue puesto en operaciones el 14 de noviembre de ese mismo año, cuya culminación estaría marcada por la puesta en marcha del nuevo régimen de 2010.

El régimen en cuestión, fue el resultado de siete decretos publicados en el DOF, que en conjunto conformaron la reforma energética del 2008, con fecha del 28 de noviembre (CEFP, 2008). Con la Reforma energética de 2008, el Congreso realizó cambios en la Ley Reguladora de Energía, y aprobó la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Con los cambios legislativos al sector energético, en materia hidrocarburos, la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios de 1993 fue derogada y en su lugar se aprobó la nueva Ley de Petróleos Mexicanos (LPEMEX),<sup>21</sup> en cuyas disposiciones se

<sup>21</sup> Ley Abrogada, DOF: 11-08-2014

estableció que se agregaría un régimen especial de operaciones que se efectuaran en el sector de hidrocarburos. Asimismo, a PEMEX y sus Organismos Subsidiarios se les otorgó un régimen particular en materia presupuestaria en el que podrían «disponer de los excedentes de ingresos propios que generen, así como aprobar adecuaciones a su presupuesto sin autorización de la SHCP, siempre que cumpla con su meta de balance financiero» (CEFP, 2008b).

Un elemento esencial en las nuevas facultades de PEMEX, es que por primera vez se contó con las figuras del Consejo administrativo y del Director general (o representante legal de la empresa), teniendo ambos el objetivo principal de la generación de valor económico en las actividades del sector hidrocarburos, en beneficio de la sociedad mexicana. Este hecho fue la piedra angular para que el presupuesto de los proyectos de inversión de PEMEX, así como de su ejercicio operativo, fueran autorizados por el Consejo sin la intervención de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, con lo cual se dotó a la empresa de mayor autonomía en la toma de decisiones.

Además de lo anterior, se estableció un Régimen especial de operaciones financieras para Petróleos Mexicanos, en el que se incluía el manejo de la deuda que se contrajera en el mercado de dinero y de capitales. Esto incluía la emisión bonos ciudadanos, que podían ser adquiridos por personas físicas e intermediarios financieros mexicanos. Por ley, los recursos provenientes de las obligaciones derivadas de los bonos ciudadanos se destinarán exclusivamente a proyectos de inversión productiva.

En concordancia con lo anterior, las nuevas disposiciones jurídicas federales concernientes al régimen fiscal de PEMEX de 2009, en materia de derechos, estuvieron regidas por nueve derechos, pues a los seis que la paraestatal operaba, les fueron añadidos otros tres, correspondientes a las operaciones efectuadas por PEMEX Exploración y Producción en los campos del Paleocanal de Chicontepec y en Aguas Profundas. Los tres derechos adicionales formaban parte de un régimen fiscal especial, los cuales se describen en los renglones 7, 8 y 9 del cuadro 3.9.

De los seis derechos que PEMEX mantuvo y que se siguieron operando en el régimen fiscal de noviembre de 2008, se estableció que la tasa correspondiente al cálculo del monto del

DOH debía variar hasta el año 2011,<sup>22</sup> en una proporción fija de 0.5 puntos porcentuales, por lo que en noviembre de 2008 la tasa del DOH fue del 74% y en 2011 se esperaba que fuera de 72.5%

Derivado de las modificaciones al régimen fiscal de noviembre de 2008, la recaudación obtenida por el derecho ordinario sobre hidrocarburos, el derecho especial sobre hidrocarburos para campos en el Paleocanal de Chicontepec y el derecho especial sobre hidrocarburos para campos en aguas profundas, se le aplicó:

- Una tasa de 85.31%, cuyo monto fue destinado a la recaudación federal participable, en los términos que fijara el artículo 2° de la Ley de Coordinación Fiscal (LCF).
- El 3.17% multiplicado por el factor de 0.0148, cuyo monto así obtenido fue destinado a los municipios colindantes con la frontera o litorales por los que se realizara materialmente la salida del país de los hidrocarburos.

---

<sup>22</sup> De acuerdo con en el decreto del 1 de octubre del 2007, por el que se reformaron y adicionaron diversas disposiciones de la Ley Federal de Derechos, se estableció que para el año 2008, el derecho ordinario sobre hidrocarburos se calcularía aplicando una tasa de 74%; en el año 2009 se aplicará una tasa de 73.5%; en el año 2010 una tasa de 73%, y en el año de 2011 se aplicará una tasa de 72.5%.

**Cuadro 3.9. Descripción de los derechos pertenecientes al régimen fiscal de PEMEX a partir del 14 de noviembre de 2008**

Derechos					
Obligación fiscal	Abreviación	Tasa	Base	Destino	
1	Derecho Ordinario Sobre Hidrocarburos	DOH	0.740	Valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año menos las deducciones permitidas	85.31% a las Entidades Federativas y el 0.0148 multiplicado por el 3.17% a los municipios.
2	Derecho para la Investigación Científica y Tecnológica en Materia de Energía	DICTME	0.0015	Monto nominal del DOH	4 Fondos especializados en materia energética y de hidrocarburos
3	Derecho para la Fiscalización Petrolera	DFP	0.00003	Monto nominal del DOH	Auditoría superior de la Federación (ASF)
4	Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización	DHFE	0.01 - 0.10	Se aplica cuando, en el año del ejercicio, el precio promedio ponderado del barril de petróleo crudo exportado exceda de 22.00 dólares. Por la cantidad de barriles.	Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros
5	Derecho Extraordinario sobre la Exportación de Petróleo Crudo	DEEPC	0.131	Valor que resulte de multiplicar la diferencia que exista entre el precio promedio ponderado anual del barril de petróleo crudo mexicano y el precio estimado en la LIF	Entidades Federativas a través del Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas
6	Derecho Único sobre Hidrocarburos	DUH	0.37-0.57	Se determina sobre el valor de la extracción de petróleo crudo y gas de los campos abandonados y en proceso de abandono, sin deducción alguna. La tasa depende del precios del barril de petróleo crudo observado durante el ejercicio fiscal.	Fondo de Inversión en Exploración y Producción.
7	Derecho Sobre Extracción de Hidrocarburos (Paleoanal y aguas profundas).	DSEH	de 0.10 a .020	Valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año de los campos en el Paleoanal de Chicontepec y de los campos en aguas profundas.	Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros
8	Derecho Especial sobre Hidrocarburos para campos en el Paleoanal de Chicontepec	DEHPC	0.715	la diferencia que resulte entre el valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año de los campos en el Paleoanal de Chicontepe, y las deducciones permitidas	85.31% a las Entidades Federativas y el 0.0148 multiplicado por el 3.17% a los municipios.
9	Derecho Especial sobre Hidrocarburos para Campos en Aguas Profundas	DECAP	0.60-0.715	Valor de la extracción de petróleo crudo y gas natural de los campos de aguas profundas, menos las deducciones permitidas, las cuales no excederían ciertos límites de costos.	85.31% a las Entidades Federativas y el 0.0148 multiplicado por el 3.17% a los municipios.

Fuente: elaboración propia con base en PEMEX (2010) *Memorias laborales de 2009* y el *Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones a la LFD, relativo al régimen fiscal de Pemex* (DOF:13/11/2008)

Por otra parte, los campos de extracción de petróleo crudo y/o gas natural ubicados en aguas profundas fueron definidos como aquellos, cuyos pozos se encontrarán ubicados en zonas con un tirante de agua superior a 500 metros. Del mismo modo, los campos en el Paleoanal de Chicontepec, serían aquellos campos de extracción de petróleo crudo y/o gas natural ubicados en algunos municipios de Veracruz y Puebla.

El Derecho Sobre Extracción de Hidrocarburos se calculaba mediante una tasa variables, que estaba en función de los rangos del precio internacional del barril de petróleo crudo, cuyos valores se exponen en el cuadro 3.10.

**Cuadro 3.10. Tasa para el cálculo del derecho sobre extracción de hidrocarburos, en función del rango de precios del barril de petróleo**

Rango de precio promedio ponderado anual del barril de petróleo crudo exportado, en Dólares de los Estados Unidos de América (P)	Tasa para el cálculo del derecho sobre extracción de hidrocarburos (porcentaje)
00.01-40.00	10
40.01-60.00	$t = \left[ 0.1 + \left( \frac{P - 40}{200} \right) \right] \times 100$
60.01 en adelante	20

Fuente: artículo 257 Bis de la LFD vigente en 2008 y 2009

Por su parte, el derecho especial para hidrocarburos campos en el Paleocanal de Chicontepec, cuya tasa era del 0.715, se aplicaba a la diferencia entre el valor de los hidrocarburos de dichos campos, menos las deducciones permitidas. entre las que se encuentran:

- I. El 100% del monto original de las inversiones realizadas para la exploración, recuperación secundaria, recuperación mejorada y pruebas tecnológicas.
- II. El 16.7% del monto original de las inversiones realizadas para el desarrollo y explotación de yacimientos de petróleo crudo o gas natural, en cada ejercicio, hasta agotar el monto de la inversión;
- III. El 5% del monto original de las inversiones realizadas en oleoductos, gasoductos, terminales, transporte o tanques de almacenamiento, en cada ejercicio, hasta agotar el monto de la inversión;
- IV. Los costos y gastos, considerándose como costos las erogaciones necesarias para la explotación de los campos de extracción de petróleo crudo y/o gas natural determinados de conformidad con las Normas de Información Financiera mexicanas, excepto las inversiones a que se refieren las fracciones I, II y III y como gastos los de exploración, transportación o entrega de los hidrocarburos. Los costos y gastos se deducirán siempre y cuando hayan sido efectivamente pagados en el periodo al que corresponda el pago;
- V. La parte del derecho para la investigación científica y tecnológica en materia de energía, que corresponda al valor de los hidrocarburos extraídos de los campos en el Paleocanal de Chicontepec;
- VI. La parte del derecho para la fiscalización petrolera, que corresponda al valor de los hidrocarburos extraídos de los campos en el Paleocanal de Chicontepec, y

VII. La parte del derecho sobre extracción de hidrocarburos, que corresponda al valor de los hidrocarburos extraídos de los campos en el Paleocanal de Chicontepec.

De igual manera, el monto de recaudación del Derecho Especial sobre Hidrocarburos para Campos en Aguas Profundas (DECAP) se calculaba aplicando una tasa que variaba según el rango de precios de petróleo, multiplicada por lo que resultara de restar, al valor de los hidrocarburos de los Campos de Aguas Profundas, el monto de las deducciones correspondientes a dichos campos.

**Cuadro 3.11. Tasa aplicable del DECAP, en función de los precios del barril de petróleo crudo extraído de los Campos de Aguas Profundas**

Rango de precio promedio ponderado anual del barril de petróleo crudo exportado (Dólares de los Estados Unidos de América)		Tasa para el cálculo del derecho especial sobre hidrocarburos para campos en aguas profundas
Límite inferior	Límite superior	(porcentaje)
0.01	60	60
60.01	80	64
80.01	90	68
90.01	en adelante	71.5

Fuente: artículo 257 Quáter de Ley Federal de Derecho vigentes en 2008

En cuanto al monto de las deducciones permitidas a PEMEX por exploración y producción en aguas profundas, éstas eran determinadas según los siguientes criterios:<sup>23</sup>

- I. El 100% del monto original de las inversiones realizadas para la exploración. Esta deducción se aplicaba a partir del ejercicio en que los hidrocarburos extraídos del campo de que se tratara formaran parte de la producción reportada por PEMEX E&P. Las inversiones realizadas hasta la fecha del descubrimiento del primer campo productor en el área o permiso de exploración correspondiente se deducirán en el cálculo del derecho que establece este precepto correspondiente a dicho campo. Las inversiones que se realizaran con posterioridad a la fecha señalada en el párrafo anterior y hasta que tenga lugar el descubrimiento del segundo campo productor se deducirán en el cálculo del derecho que establece este precepto correspondiente a este último campo. En caso de que se descubran más de dos campos productores en el área, se aplicara la mecánica prevista en este párrafo para los campos adicionales. Si las inversiones en exploración condujeran al descubrimiento simultáneo de más de un campo productor, el monto de deducción aplicable a cada campo era el que resultara de aplicar al monto original de las inversiones el por ciento que representen las reservas probadas en el campo productor de que se trate respecto del total de reservas probadas en los campos productores descubiertos simultáneamente a la fecha en que cualquiera de ellos iniciara su producción;
- II. El 100% del monto original de las inversiones realizadas para la recuperación secundaria, en el ejercicio en el que se efectuaran;

<sup>23</sup> Los criterios se establecían en el artículo 257 Quáter de la LFD vigente en 2008-2009.

- III. El 16.7% del monto original de las inversiones realizadas para el desarrollo y explotación de yacimientos de petróleo crudo o gas natural, en cada ejercicio, hasta agotar el monto de la inversión;
- IV. El 5% del monto original de las inversiones realizadas en oleoductos, gasoductos, terminales, transporte o tanques de almacenamiento, en cada ejercicio, hasta agotar el monto de la inversión;
- V. Los costos y gastos, considerándose como costos las erogaciones necesarias para la explotación de los campos de extracción de petróleo crudo y/o gas natural determinados de conformidad con las Normas de Información Financiera mexicanas, excepto las inversiones a que se referían las fracciones I a IV de y como gastos los de exploración, transportación o entrega de los hidrocarburos.
- VI. Los costos y gastos se deducirán siempre y cuando hayan sido efectivamente pagados en el periodo al que correspondiera el pago;
- VII. La parte del derecho para la investigación científica y tecnológica en materia de energía que corresponda al valor de los hidrocarburos extraídos en este tipo de campos;
- VIII. La parte del derecho para la fiscalización petrolera, que correspondiera al valor de los hidrocarburos extraídos en este tipo de campos, y
- IX. La parte del derecho sobre extracción de hidrocarburos, que corresponda al valor de los hidrocarburos extraídos en este tipo de campos. Las deducciones a que se refieren las fracciones III y IV de este artículo debían ser ajustadas conforme a lo establecido en la Ley del Impuesto sobre la Renta. El monto original de las inversiones a que se refieren las fracciones I a IV de este artículo comprenderá, además del precio de las mismas, únicamente los impuestos al comercio exterior efectivamente pagados con motivo de tales inversiones.
- X. VII. La parte del derecho para la fiscalización petrolera, que corresponda al valor de los hidrocarburos extraídos en el campo de que se trate, y
- XI. La parte del derecho sobre extracción de hidrocarburos, que corresponda al valor de los hidrocarburos extraídos en el campo de que se tratara.

Por último, la parte de los impuestos y los aprovechamientos marcados en la LIF, vigentes durante el régimen fiscal en cuestión, mantuvieron la misma estructura y las mismas condiciones que en los regímenes fiscales anteriores, cuya descripción se detalla en el cuadro 3.12.

**Cuadro 3.12. Descripción de los impuestos pertenecientes al régimen fiscal de PEMEX (a partir del 14 de noviembre del 2008)**

Impuestos					
Obligación fiscal	Abreviación	Causante	Tasa	Base	
1	Impuesto Especial Sobre Producción y Servicios.	IEPS	PR	Criterios de la SHCP, según lo establecido en la LIEPS	Aplicable en cada mes para la enajenación de gasolinas o diésel, de acuerdo con lo establecido en el artículo 2ºA, fra. II de la LIEPS
2	Impuesto al Valor Agregado.	IVA	PEMEX y sus O. S.	10% y 15%	El valor derivado de la enajenación de bienes; la prestación de servicios independientes; la otorgación, uso o goce temporal de bienes y; la importación de bienes o servicios.
3	Impuesto a los Rendimientos Petroleros.	IRP	PEMEX y sus O.S., excepto PEP	0.30	Ingresos menos las deducciones autorizadas que se efectúen en el mismo ejercicio (conforme a la LIF)
4	Cuando el Ejecutivo Federal, en ejercicio de las facultades a que se refiere el artículo 131 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, establezca impuestos a la exportación de petróleo crudo, gas natural y sus derivados				
5	Con relación al Impuesto a la Importación, Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios determinarán individualmente los impuestos a la importación y las demás contribuciones que se causen con motivo de las importaciones que realicen.				

Fuente: elaboración propia con base en PEMEX (2010) *Memorias laborales de 2009 y la Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal 2008*

En materia de impuestos, con la puesta en marcha del régimen fiscal de 2008-2009, la tasa IEPS se mantuvo como una variable; es decir, cuando los precios del petróleo eran altos, la tasa del IEPS disminuía (e inclusive podía ser negativa) para proteger a los consumidores nacionales de gasolinas y diésel. Asimismo, el régimen fiscal de 2008-2009 se desarrolló en un contexto en el que se observó un *shock* petrolero, producto de la recesión económica mundial, por lo que el precio promedio de la mezcla del barril de petróleo mantuvo una variación a la baja durante 2009 (ver anexo, cuadro A1).

De acuerdo con Tepach M. (2015), en enero del 2008 se había iniciado ya con una serie de incrementos (deslizamientos) a los precios de los combustibles de automotor, que se guio por dos políticas con objetivos específicos: 1) fortalecer el federalismo y 2) reducir los subsidios a las gasolinas y el diésel. Concerniente al primer objetivo, éste se sustentaba en cuotas nominales sobre el precio de los combustibles, las cuales se destinaban a los

gobiernos subnacionales<sup>24</sup>, por cada litro vendido de gasolina y diésel. Sin embargo, como medida para paliar los efectos de la crisis financiera de 2009, el Ejecutivo Federal decretó el *Acuerdo Nacional a Favor de la Economía Familiar y el Empleo*, un instrumento que dejó sin efectos a cualquier incremento a los precios de la gasolina.

Un elemento final a este régimen, es que todas las obligaciones a las que estaba sujeto PEMEX, se debían realizar anticipos nominales, diarios y mensuales, de acuerdo con las leyes citadas –la LIF y la LFD– tanto de derechos como de los aprovechamientos e impuestos. Asimismo, las declaraciones correspondientes debían realizarse en el mes de marzo del año siguiente al ejercicio fiscal, por parte de cada uno de los organismos subsidiarios. Dicho esto, se observa que la estructura fiscal fue entonces la misma a la aplicada desde 2006, con la única diferencia del régimen fiscal especial a los campos del Paleocanal de Chicontepec y a los campos en aguas profundas, con sus respectivas deducciones.

#### **3.1.4 El régimen fiscal del 2010**

El régimen fiscal con el que comenzó a operar PEMEX desde el 01 de enero de 2010, fue esencialmente el mismo con el que la empresa operaba sus obligaciones fiscales en 2009, a saber: nueve derechos referenciados, en su mayoría a los precios internacionales del barril de petróleo de exportación, más impuestos.

La salvedad del régimen de 2010, es que de que los derechos que PEMEX pagaba por sus operaciones en los Campos del Paleocanal de Chicontepec y de Aguas Profundas, se homologaron, modificando con ello las regulaciones que la paraestatal estaba sujeta, tal como se observa en las descripciones de los derechos del cuadro resumen 3.13.

Por homologación de los derechos, se entiende a las condiciones de cálculo a las deducciones permitidas, que fueron las mismas para ambos Campos: tanto de los pertenecientes al Paleocanal de Chicontepec y los de Aguas Profundas.

El pago del derecho sobre extracción de hidrocarburos, DSEH, se calculaba aplicando una tasa del 15% al valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en cada campo,

---

<sup>24</sup> De acuerdo con la Fra. II, artículo 2ºA de la Ley del IEPS vigente en 2010, las cuotas destinadas a las entidades federativas, municipios y demarcaciones territoriales, era: Gasolina Magna 36 centavos por litro, Gasolina Premium UBA 43.92 centavos por litro y Diésel 29.88 centavos por litro.

«incluyendo el consumo que de estos productos efectúe PEMEX Exploración y Producción, así como las mermas por derramas o quema de dichos productos». Todo lo que se recaudara por el concepto del DSEH, se destinaba al Fondo de Estabilización de los ingresos petroleros.

Por otro lado, PEMEX estaba obligado al pago anual del derecho especial sobre hidrocarburos, DEH, aplicando una tasa del 30% sobre la diferencia entre el valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el campo de que se trate, y las deducciones permitidas. Con relación a este derecho, se incluía el valor de los hidrocarburos consumidos por PEMEX Exploración y Producción, así como las mermas por derramas o quema de los mismos. De igual manera, cuando la producción acumulada del campo de que se trate fuera mayor a 240 millones de bpce, la tasa a aplicar era entonces de 36% sobre el al valor de la producción que exceda de dicho monto.

Con relación a las deducciones permitidas en el régimen especial, a las que se refiere el derecho especial sobre hidrocarburos, se estableció lo siguiente<sup>25</sup>:

- I. El 100% del monto original de las inversiones realizadas para la exploración. Esta deducción se aplicó a partir del ejercicio en que los hidrocarburos extraídos del campo de que se trate formen parte de la producción reportada por PEMEX Exploración y Producción. Las inversiones realizadas hasta esa fecha del descubrimiento del primer campo productor en el área o permiso de exploración correspondiente se deducían en el cálculo del derecho que establece este precepto correspondiente a dicho campo. Las inversiones que se realicen con posterioridad, hasta que tuviera lugar el descubrimiento del segundo campo productor se deducirán en el cálculo del derecho que establece este precepto correspondiente a este último campo. En caso de que se descubrieran más de dos campos productores en el área o permiso de exploración de que se tratara, se aplicará la mecánica prevista en este párrafo para los campos adicionales. Si las inversiones en exploración conducían al descubrimiento simultáneo de más de un campo productor, el monto de deducción aplicable a cada campo será el que resulte de aplicar al monto original de las inversiones el por ciento que representen las reservas probadas de petróleo crudo equivalente en el campo productor de que se trate respecto del total de reservas probadas en los campos productores descubiertos simultáneamente a la fecha en que cualquiera de ellos inicie su producción;
- II. El 100% del monto original de las inversiones realizadas para la recuperación secundaria, la recuperación mejorada, el mantenimiento no capitalizable y las pruebas tecnológicas, en el ejercicio en el que se efectúen;
- III. El 16.7% del monto original de las inversiones realizadas para el desarrollo y explotación de yacimientos de petróleo crudo o gas natural, en cada ejercicio, hasta agotar el monto de la inversión;

---

<sup>25</sup> Esto de acuerdo con el artículo 257 *Quárter* de la LFD vigente en 2010.

- IV. El 5% del monto original de las inversiones realizadas en oleoductos, gasoductos, terminales, transporte o tanques de almacenamiento, en cada ejercicio, hasta agotar el monto de la inversión;
- V. Los costos y gastos, considerándose como costos las erogaciones necesarias para la explotación de los campos de extracción de petróleo crudo y/o gas natural determinados de conformidad con las Normas de Información Financiera mexicanas, excepto las inversiones a que se refieren I a IV.
- VI. La parte del derecho para la investigación científica y tecnológica en materia de energía que corresponda al valor de los hidrocarburos extraídos en el campo de que se trate;
- VII. La parte del derecho para la fiscalización petrolera que corresponda al valor de los hidrocarburos extraídos en el campo de que se trate, y
- VIII. La parte del derecho sobre extracción de hidrocarburos que corresponda al valor de los hidrocarburos extraídos en el campo de que se trate.

En cuanto al monto nominal del derecho adicional sobre hidrocarburos, DAH, (cuya actualización se efectuaba, en cada ejercicio fiscal con el Índice de Precios al Productor de los EE. UU), se aplicaba cuando el valor promedio acumulado anual del bpce (extraído del campo correspondiente) fuera mayor a 60 dólares. Para ello se aplicaba una tasa del 52% a la diferencia, entre el valor promedio acumulado anual del bpce efectivamente observado y el precio de referencia de 60 dólares, multiplicada por la cantidad de barriles producidos en el ejercicio fiscal.

Haciendo referencia a los recursos destinados a los gobiernos subnacionales, el monto nominal del DOH, del DEH y del DAH, se distribuyó de la siguiente manera:

- El 85.31%, fue considerada como parte de la recaudación federal participable.
- Asimismo, al 3.17% multiplicado por un factor de 0.0148, se destinó a los municipios colindantes con la frontera o litorales por los que se realizara materialmente la salida del país de hidrocarburos.

**Cuadro 3.13. Descripción de los derechos pagados por PEMEX, pertenecientes al régimen fiscal de 2010**

Derechos					
Obligación fiscal	Abreviación	Tasa	Tasa	Destino	
1	Derecho ordinario sobre hidrocarburos	DOH	0.730	Valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año menos las deducciones permitidas	85.31% a las Entidades Federativas y el 0.0148 multiplicado por el 3.17% a los municipios.
2	Derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización.	DHFE	0.01-0.10	Se aplica cuando, en el año del ejercicio, el precio promedio ponderado del barril de petróleo crudo exportado exceda de 22.00 dólares, por la cantidad de barriles.	Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros
3	Derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo crudo	DEEPC	0.131	Valor que resulte de multiplicar la diferencia que exista entre el precio promedio ponderado anual del barril de petróleo crudo mexicano y el precio estimado en la LIF	Entidades Federativas a través del Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas
4	Derecho para la investigación científica y tecnológica en materia de energía.	DICTME	0.004	Monto nominal del DOH	4 Fondos especializados en materia energética y de hidrocarburos
5	Derecho para la fiscalización petrolera.	DFP	0.00003	Monto nominal del DOH (sobre el valor del petróleo crudo y gas)	Auditoría superior de la Federación (ASF)
6	Derecho único sobre Hidrocarburos.	DUH	0.370-0.570	El valor de la extracción de petróleo crudo y gas de los campos abandonados y en proceso de abandono, sin deducción alguna.	Fondo de Inversión en Exploración y Producción.
7	Derecho sobre extracción de hidrocarburos.	DSEH	0.15	El valor de la extracción de petróleo crudo y gas natural de los campos especiales, del Paleocanal de Chicontepec y de Aguas Profundas	Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros
8	Derecho Especial sobre hidrocarburos	DEH	0.300-0.360	La diferencia entre el valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el campo de que se trate menos deducciones. Cuando la producción acumulada del campo de que se trate sea mayor a 240 millones de bpce, se aplicará la tasa de 36% .	85.31% a la Recaudación Federal Participable (RFP) y el resultado de 0.0148 x el 3.17% se destinará a los municipios colindantes con la frontera o litorales por los que se realice materialmente la salida del país de los hidrocarburos.
9	Derecho adicional sobre hidrocarburos	DAH	0.520	El valor promedio acumulado anual del petróleo crudo equivalente por barril extraído, en el campo de que se tratara fuera mayor a 60 dólares y se calculaba aplicando una tasa de 52%, a esa diferencia multiplicada por el volumen de petróleo crudo equivalente extraído en el campo de que se tratara .	

Fuente: elaboración propia con base en PEMEX (2011) *Memorias laborales de 2010* y el *DECRETO por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley Federal de Derechos, relativo al régimen fiscal de Petróleos Mexicanos. DOF: 27/11/2009*

En materia de impuestos, el régimen fiscal de PEMEX tuvo las mismas obligaciones con relación al ejercicio fiscal anterior. La diferencia principal es que hubo cambios en la tasa impositiva del IVA, ya que, tal como se observa en el cuadro 3.14, ésta aumentó en un punto porcentual en sus dos regiones geográficas. En efecto, a partir del enero de 2010, en los estados fronterizos con los EE. UU., la tasa del IVA pasó de 10% a 11%, mientras que, para el resto de las entidades federativas, la tasa pasó de 15% a 16%. Por tanto, PEMEX siendo una entidad económica sujeta a las disposiciones de la Ley del Impuesto al Valor Agregado (LIVA), modificó, evidentemente, dichos parámetros.

El IEPS, causado por la enajenación de gasolinas y diésel, mantenía como base lo estipulado en el artículo 2o.-A, fracción I de la Ley del IEPS, donde se determinaban las fórmulas utilizadas por la SHCP para el cálculo de la tasa de este impuesto. En el mismo sentido, la misma SHCP podría fijar el monto de los anticipos diarios y semanales que PEMEX y sus organismos subsidiarios debían enterar a la Federación.

Un elemento de gran importancia que se había mantenido vigente desde el régimen fiscal de PEMEX en 2006, es que:

Cuando la determinación de la tasa aplicable, de acuerdo con el procedimiento que establece la fracción I del artículo 2o.-A de la Ley del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios resulte negativa, Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios podrán disminuir el monto que resulte de dicha tasa negativa del impuesto especial sobre producción y servicios a su cargo o del impuesto al valor agregado, si el primero no fuera suficiente. En caso de que el primero y el segundo no fueran suficientes el monto correspondiente se podrá acreditar contra el derecho ordinario sobre hidrocarburos.<sup>26</sup>

---

<sup>26</sup> Párrafo cuarto, fracción II, artículo 7° de la LIF para el ejercicio fiscal de 2010.

**Cuadro 3.14. Descripción de los impuestos del régimen fiscal para PEMEX en 2010**

Impuestos					
Obligación fiscal		Abreviación	Quien declara	Tasa	Base
1	Impuesto Especial Sobre Producción y Servicios.	IEPS	PR	Criterios de la SHCP, según lo establecido en la LIEPS	Aplicable en cada mes para la enajenación de gasolinas o diésel, de acuerdo con lo establecido en el artículo 2ºA, fra. II de la LIEPS
2	Impuesto al Valor Agregado.	IVA	PEMEX y sus O. S.	11% y 16%	El valor derivado de la enajenación de bienes; la prestación de servicios independientes; la otorgación, uso o goce temporal de bienes y; la importación de bienes o servicios.
3	Impuesto a los Rendimientos Petroleros.	IRP	PEMEX y sus O.S., excepto PEP	0.3	Ingresos menos las deducciones autorizadas que se efectúen en el mismo (conforme a la LIF)
4	Cuando el Ejecutivo Federal, en ejercicio de las facultades a que se refiere el artículo 131 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, establezca impuestos a la exportación de petróleo crudo, gas natural y sus derivados				
5	Con relación al Impuesto a la Importación, Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios determinarán individualmente los impuestos a la importación y las demás contribuciones que se causen con motivo de las importaciones que realicen.				

Fuente: elaboración propia con base en PEMEX (2011) *Memorias laborales de 2010* y la *Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal 2010*

Por último, al igual que en los ejercicios fiscales anteriores, PEMEX debía hacer anticipos diarios, semanales y mensuales (incluyendo los días inhábiles), ello de acuerdo a las disposiciones jurídicas que regían las obligaciones fiscales de PEMEX en 2010. A este respecto, en la LIF del ejercicio fiscal en cuestión, se determinó que en caso que las tasas resultantes del IEPS resultaran negativas, Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios no efectuarían los pagos diarios provisionales, los cuales debía entregar normalmente a la Federación.

### 3.1.5 El régimen fiscal de PEMEX en 2011

El 18 de noviembre de 2010 se publicaron las nuevas disposiciones en materia fiscal concerniente al sector de hidrocarburos. Es importante resaltar que ésta fue la última modificación al régimen fiscal de PEMEX como única empresa encargada de las actividades de exploración y extracción de los hidrocarburos del subsuelo.

De manera general, se mantuvo la misma estructura respecto a los regímenes fiscales que operaron en el ejercicio fiscal anterior. En el cuadro 3.15 se describen las modificaciones específicas a los derechos que operaron bajo el régimen de 2011, las cuales fueron:

- 1) La supresión del derecho único sobre hidrocarburos.
- 2) La tasa del DOH a aplicar fue de 72.5% a partir de 2011.
- 3) La tasa del DICTME pasó de 0.4% a 0.5%
- 4) En el ordenamiento que modificó el régimen fiscal a partir de 2011, se estableció que se agregaría un nuevo derecho para el año 2012, denominado derecho para regular y supervisar la explotación de hidrocarburos, cuyos componentes se definen en el renglón 9 del cuadro 3.15.

En materia de impuestos, no hubo modificaciones sustanciales, puesto que la LIF cambió solamente en los montos específicos que PEMEX y sus organismos subsidiarios, debía entregar de manera diaria y mensual por los impuestos al valor agregado, especial sobre producción y servicios, a los rendimientos excedentes y a los que se incurriera en los intercambios con el exterior.

Un comentario final a los regímenes fiscales de PEMEX entre los años 2006 y 2014, se hace notar que fueron una versión extendida de la Red Fiscal de PEMEX de 1994, con la única diferencia que los precios internacionales de petróleo fueron elevados en comparación a los años noventa.

**Cuadro 3.15. Descripción de los derechos pertenecientes al régimen fiscal de PEMEX a partir de 2011**

Derechos						
Obligación fiscal	Abreviación	Tasa	Base	Destino		
1	Derecho ordinario sobre hidrocarburos	DOH	0.725	Valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año menos las deducciones permitidas	85.31% a las Entidades Federativas y el 0.0148 multiplicado por el 3.17% a los municipios.	
2	Derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización.	DHFE	0.01-0.10	Se aplica cuando, en el año del ejercicio, el precio promedio ponderado del barril de petróleo crudo exportado exceda de 22.00 dólares. Por la cantidad de barriles.	Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros	
3	Derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo crudo	DEEPC	0.131	Valor que resulte de multiplicar la diferencia que exista entre el precio promedio ponderado anual del barril de petróleo crudo mexicano y el precio estimado en la LIF	Entidades Federativas a través del Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas	
4	Derecho para la investigación científica y tecnológica en materia de energía.	DICTME	0.005	Monto nominal del DOH	4 Fondos especializados en materia energética y de hidrocarburos	
5	Derecho para la fiscalización petrolera.	DFP	0.00003	Monto nominal del DOH (sobre el valor del petróleo crudo y gas)	Auditoría superior de la Federación (ASF)	
6	Derecho sobre extracción de hidrocarburos.	DSEH	0.15	El valor de la extracción de petróleo crudo y gas natural de los campos especiales, del Paleocanal de Chicontepec y de Aguas Profundas	Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros	
7	Derecho Especial sobre hidrocarburos	DEH	0.300-0.360	La diferencia entre el valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el campo de que se trate menos deducciones. Cuando la producción acumulada del campo de que se trate sea mayor a 240 millones de bpc, se aplicará la tasa de 36% .	85.31% a la Recaudación Federal Participable (RFP) y el resultado de 0.0148 x el 3.17% se destinará a los municipios colindantes con la frontera o litorales por los que se realice materialmente la salida del país de los hidrocarburos.	
8	Derecho adicional sobre hidrocarburos	DAH	0.52	El valor promedio acumulado anual del petróleo crudo equivalente por barril extraído, en el campo de que se tratara fuera mayor a 60 dólares y se calculaba aplicando una tasa de 52%, a esa diferencia multiplicada por el volumen de petróleo crudo equivalente extraído en el campo de que se tratara .		
9	Derecho para regular y supervisar la exploración y explotación de hidrocarburos <sup>a/</sup>	DRSEEH	0.0003	Valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año.	Se destinaba a cubrir el presupuesto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Si al finalizar el ejercicio presupuestal, existiera saldo, se instruirá su transferencia a una reserva especial.	

<sup>a/</sup> Entrada en vigor hasta enero de 2012

Fuente: elaboración propia con base en PEMEX (2012) *Memorias laborales de 2011*, y el DECRETO por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley Federal de Derechos, relativo al Régimen Fiscal de Petróleos Mexicanos (DOF:18/11/2010)

### **3.2 Los resultados económicos de los regímenes fiscales aplicados al sector hasta 2014**

Después de haber realizado la descripción puntual de los regímenes fiscales aplicados a PEMEX, durante el periodo 2006-2014, surge una serie de conclusiones que pueden dar pie a confirmar la existencia de hilo conductor que guio a la estructura impositiva de esta empresa.

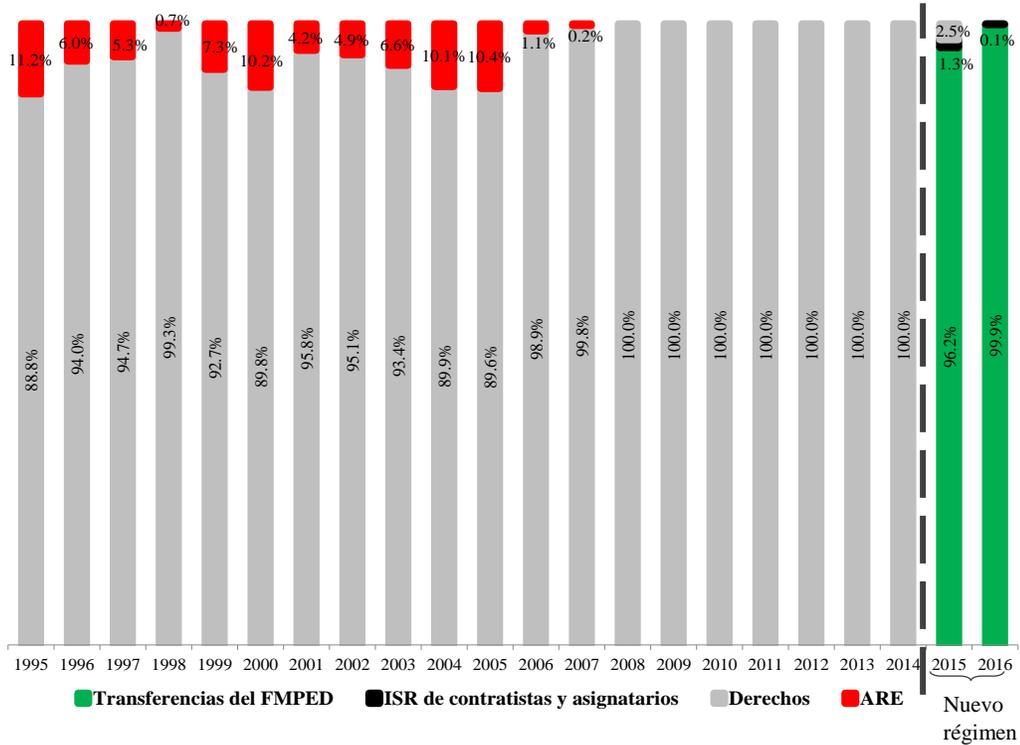
En primer lugar, partiendo de los cuadros resumen presentado previamente, se hace notable que las modificaciones a las obligaciones fiscales recayeron en el concepto de derechos a la exploración y extracción de petróleo crudo, ya que por el lado de los impuestos no se observaron cambios continuos, a excepción del IEPS, que por tratarse de un impuesto que cambiaba cada mes, podía variar durante todo el año. Sin embargo, este impuesto no se contabiliza como ingreso petrolero.

Como consecuencia, los ingresos petroleros del Gobierno Federal, han estado compuestos en su parte por el pago de derechos la empresa enteraba, en calidad de organismos público descentralizado. En este sentido, la gráfica 3.6 muestra que durante el periodo 2006-2014, los derechos representaban el 100% del total de los ingresos de los ingresos petroleros percibidos por el Gobierno Federal, con excepción de los años 2006 y 2007.

En segundo lugar, la principal obligación fiscal recayó siempre sobre el Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos (DOH), puesto que del él se hacían deducibles dos derechos (el DFP y el DICTME o DFICTME), y partir de 2009, con la entrada en vigor de las disposiciones fiscales especiales, se hizo lo mismo para el Derecho Sobre Extracción de Hidrocarburos (DSEH), haciendo deducibles el DFICTME y el DFP. Por lo tocante a los demás derechos, éstos siempre tenían el objetivo de gravar al diferencial de precios resultante de los estimado en la LIF y lo efectivamente observado durante un ejercicio fiscal. De aquí surgió el término ingresos excedentes petroleros.

Asimismo, la principal razón por la que se modificaba a las tasas del DOH, y posteriormente las del DSEH, se debe a que la mayor parte de los recursos que se recaudaba por este concepto, se destinaba a las entidades federativas y a los municipios por donde se transportara petróleo crudo y gas natural, lo cual habla de tintes políticos en el régimen fiscal.

**Gráfica 3.1. Estructura porcentual de los ingresos petroleros del Gobierno Federal, 1995-2016**



Fuente: elaboración propia con base en cifras del Banco de México, *Sistema de información económica, Finanzas públicas, (CGI) - Ingresos y Gastos Presupuestales del Sector Público*

Un tercer elemento sobre las obligaciones fiscales pagadas por PEMEX durante este periodo, es que las tasas del DOH y del DSEH gravaban a los ingresos derivados de las ventas y no a las utilidades. En efecto, en todos los ejercicios fiscales se tomó como base impositiva al resultado de la diferencia entre los ingresos menos deducciones; sin embargo, las deducciones sólo reconocían al 100% las inversiones en monto original de las inversiones realizadas para la exploración, recuperación secundaria, recuperación mejorada y pruebas tecnológicas. Para el resto de las deducciones sobre costos y operaciones, el porcentaje era poco significativo para una industria petrolera.

A partir de lo anterior, queda demostrado lo siempre se le dio importancias a las actividades de *upstream*, dejando en otro plano aquellas de *downstream*, ya que las primeras tenían retornos inmediatos, tal como Venegas-Martínez y Rivas A., (2009) lo habían afirmado tiempo atrás.

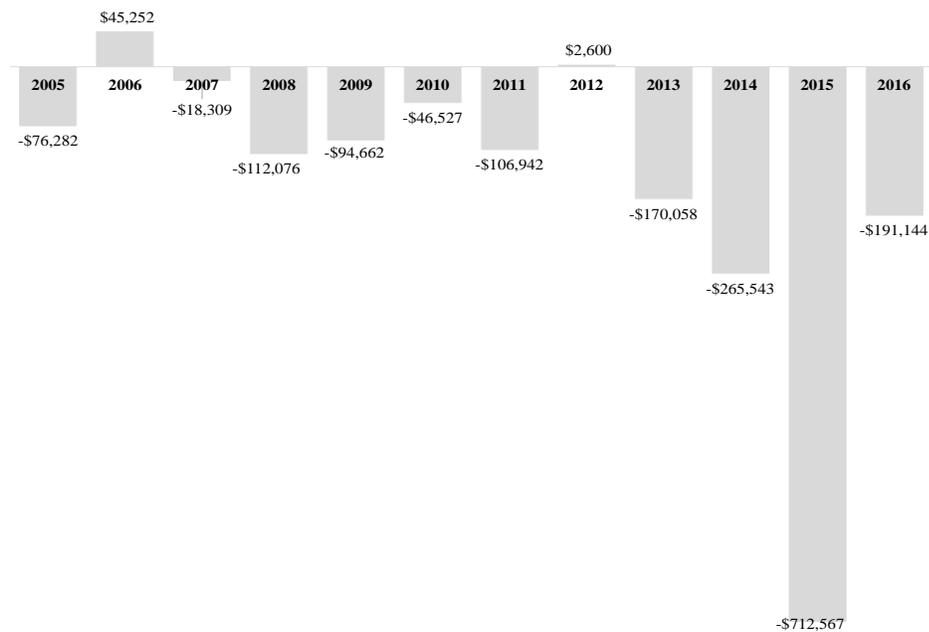
En la presentación de los regímenes fiscales, posteriores al 2005 y anteriores a 2015, se observa que los cambios fueron más de forma que de fondo, puesto que los nuevos derechos

pagados por PEMEX se desarrollaron en un entorno en que los precios internacionales de petróleo comenzaron a subir significativamente.

En concordancia con lo anterior, se muestra que los regímenes fiscales del periodo 2006-2014 fueron más bien distributivos, por el lado de los excedentes petroleros, ya que se los recursos obtenidos por esta vía, se destinó a diversos fondos y nuevos rubros, dejando a PEMEX con un margen de maniobra muy limitado para sus operaciones. Si bien, es verdad que el Estado debe maximizar la renta petrolera para lograr el desarrollo y el crecimiento nacional, es aún más importante tener un estricto control sobre el destino de los recursos, ya que una parte de ellos se destinan a los municipios y las entidades, pero no son recursos condicionados ni es la Auditoría Superior de la Federación quien supervisa los rubros de gasto específicos.

Todos estos elementos en conjunto trajeron consecuencias negativas para PEMEX, ya que como se muestra en la gráfica 3.2, las utilidades netas fueron siempre negativas, salvo en los años de 2007 y 2012, cuando los resultados fueron positivos, aunque poco significativos en comparación de todos los años en que se hilieron pérdidas netas de operación.

**Gráficas 3.2. Utilidades netas de PEMEX durante 2006-2016 (millones de pesos)**

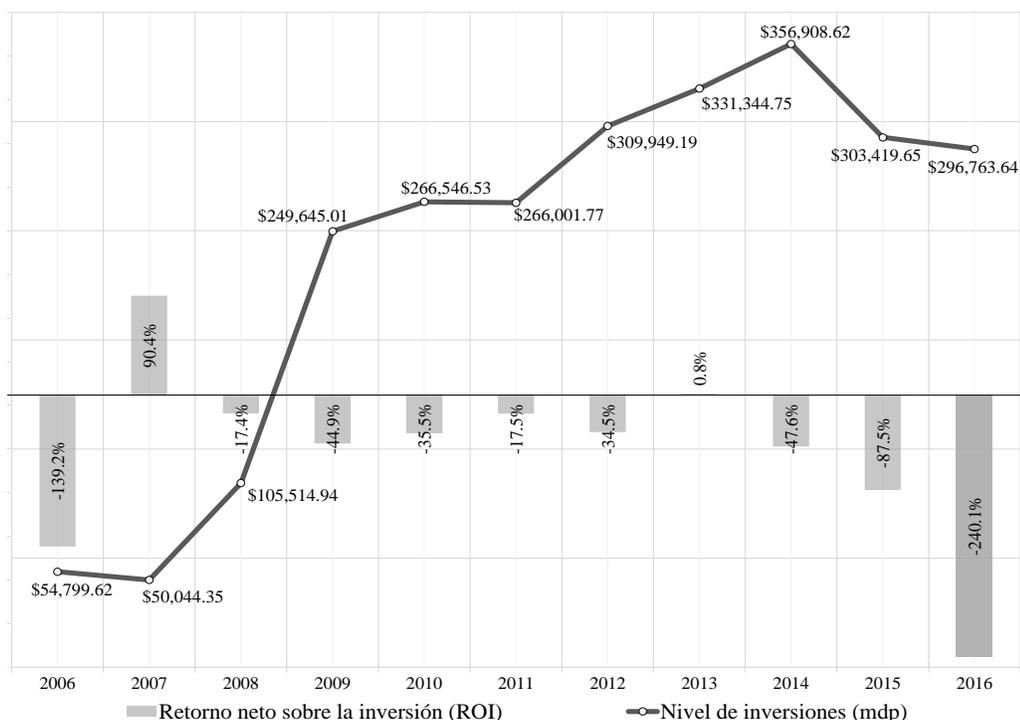


Fuente: elaboración propia con datos extraídos de los Estados financieros de PEMEX (dictaminados), al 31 de diciembre de cada año durante 2006-2016

Con el régimen fiscal de PEMEX, que comenzó a operar desde 2009, la empresa pudo aumentar su sus niveles de inversión en una escala significativa, ya que tal como se muestra en la gráfica 3.4, en un sólo año, el monto de inversiones se elevó más del doble, al pasar de 105,514 Mmdp en 2008, a 249,645 Mmdp en 2009.

Sin embargo, este aumento no se reflejó en el rendimiento neto sobre la inversión de la empresa, pues el valor de este indicador fue de -44.9%<sup>27</sup>. En otros términos, de cada 100 pesos invertidos en la empresa durante ese año, se perdieron los mismos 100 y a parte otros 44.5 pesos más, es decir, el resultado fue una pérdida neta. Esto ciertamente habla de que existe un problema de corto plazo en el manejo de los recursos, sin embargo, el problema deriva de la carga tributaria, puesto que al calcular el mismo indicador, quitando el efecto de la carga tributaria, el resultado sería de 270.4% en 2009, y así para el resto de los demás años.

**Gráfica 3.4. Inversión histórica en PEMEX (millones de pesos)**



Fuete: elaboración propia con datos extraídos de los Estados financieros de PEMEX (dictaminados), al 31 de diciembre de cada año durante 2006-2016

Por último, es importante considerar que los malestares de la empresa perduran hasta el presente, tal como se ve en la gráfica 3.4, puesto que, a pesar de la situación financiera, ésta

<sup>27</sup> Rendimiento neto sobre el capital = (utilidad neta/inversión total)\*100

continúa con un poder de mercado amplio, el cual no se desvanecerá en el corto plazo, sin embargo, las autoridades hacendarias deben implementar medidas necesarias a contingencias futuras, ya que se puede debilitar la confianza de los inversionistas. A modo de ejemplo, en 2016 la calificadora Fitch puso la perspectiva crediticia de PEMEX en negativa (Antonio Hernández, 2016), lo que da pie a actuar en torno a este sector.

### **3.2 La Reforma Energética de 2013-2014, en materia de hidrocarburos, y el nuevo régimen fiscal.**

A principios de la presente administración presidencial (2012-2018), el Ejecutivo Federal implementó un paquete de 11 reformas estructurales, cuyo objetivo es atraer más inversiones productivas a México (Presidencia de la República, 2015). Como parte de este conjunto de reformas, en diciembre de 2013 el Congreso de la Unión aprobó la Reforma Energética, «misma que tuvo la finalidad de fortalecer el sistema energético de México y colocar al país de forma competitiva en el panorama internacional energético» (CRE, 2016). De ahí que se modificaron los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

En materia de energía, el Artículo 25 constitucional, párrafo cuarto, ahora establece la creación de las empresas productivas del Estado (EPEs):

El sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el artículo 28, párrafo cuarto de la Constitución, **manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos y empresas productivas del Estado que en su caso se establezcan.**<sup>28</sup> Tratándose de la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, y del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, así como de la exploración y extracción de petróleo y demás hidrocarburos, la Nación llevará a cabo dichas actividades en términos de lo dispuesto por los párrafos sexto y séptimo del artículo 27 de esta Constitución. En las actividades citadas la ley establecerá las normas relativas a la administración, organización, funcionamiento, procedimientos de contratación y demás actos jurídicos que celebren las empresas productivas del Estado, así como el régimen de remuneraciones de su personal, para garantizar su eficacia, eficiencia, honestidad, productividad, transparencia y rendición de cuentas, con base en las mejores prácticas, y determinará las demás actividades que podrán realizar».

Las empresas productivas a las que este Artículo se refiere, son PEMEX y la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

---

<sup>28</sup> Las letras en negrita, que figuren en las citas de los artículos mencionados, son propias.

Por su parte, el Artículo 27 constitucional, en materia de hidrocarburos, decreta que la Nación mantiene (de manera inalienable) el dominio de todos los recursos naturales, incluyendo los hidrocarburos, en cualquier estado físico. De esta manera, «el uso o el aprovechamiento de los recursos de que se trata, por los particulares o por sociedades constituidas conforme a las leyes mexicanas, **no podrá realizarse sino mediante concesiones, otorgadas por el Ejecutivo Federal**, de acuerdo con las reglas y condiciones que establezcan las leyes».

Más adelante, en el párrafo séptimo, se señala que:

Tratándose del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, en el subsuelo [...] **no se otorgarán concesiones**. Con el propósito de obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación, ésta llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares, en los términos de la Ley Reglamentaria. Para cumplir con el objeto de dichas asignaciones o contratos las empresas productivas del Estado podrán contratar con particulares. En cualquier caso, los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación y así deberá afirmarse en las asignaciones o contratos.

En el Artículo 28, se decreta la creación del FMPED, un fideicomiso público cuyo fiduciario será el banco central. Su objetivo, «en los términos que establezca la ley, [será] recibir, administrar y distribuir los ingresos derivados de las asignaciones y contratos a que se refiere el párrafo séptimo del artículo 27 de esta Constitución, con excepción de los impuestos».

Uno de los cambios institucionales más importantes para el sector energético, se encuentra en el artículo 28, ya que Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y Comisión Reguladora de Energía (CRE), fueron elevadas a rango constitucional, lo que significa que tendrán autonomía técnica, operativa y de gestión; es decir, sus decisiones ya no están adscritas a la SENER, entidad encargada de planear y coordinar la política energética del país (ver cuadro 3.18).

Para cumplir cabalmente lo establecido en los artículos reformados, es necesario contar con un marco jurídico sólido que guíe a todos los participantes del sector energético, especialmente en materia de hidrocarburos. Por tal razón, el un nuevo marco regulatorio recayó sobre publicación de 21 leyes secundarias, 24 reglamentos y 1 ordenamiento.

En el cuadro 3.16 se enuncian las leyes secundarias que se derivaron de la reforma constitucional. Cabe mencionar que 9 de las 21 leyes secundarias fueron creadas y aprobadas, mientras que 12 de ellas fueron modificadas (Sista, 2016).

**Cuadro 3.16. Leyes secundarias (derivadas) de la reforma Energética**

<b>Leyes nuevas</b>	1	Ley de Hidrocarburos
	2	Ley de Petróleos Mexicanos
	3	Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos
	4	Ley de Comisión Federal de Electricidad
	5	Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilidad y el Desarrollo
	6	Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial, de Protección al Medio Ambiente del Sector de Hidrocarburos
	7	Ley de la Industria Eléctrica
	8	Ley de los órganos reguladores coordinados en materia energética
	9	Ley de Energía Geotérmica
<b>Leyes modificadas</b>	10	Ley de Inversión Extranjera
	11	Ley Minera
	12	Ley de Asociaciones Público Privadas
	13	Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria
	14	Ley de Aguas Nacionales
	15	Ley de Comisión Federal de Electricidad
	16	Ley General de Entidades Paraestatales
	17	Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público
	18	Ley de Obras Públicas
	19	Ley Federal de Derechos
	20	Ley Orgánica de la Administración Pública Federal
	21	Ley de Coordinación Fiscal

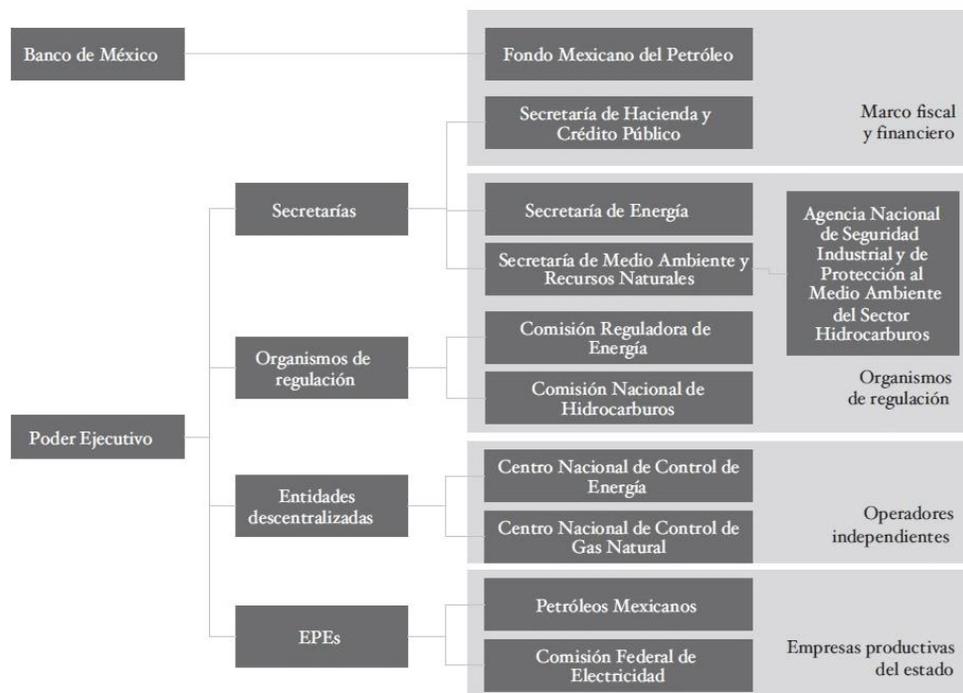
Fuente: elaboración propia con base en Sista (2016)

### **3.2.1 La nueva organización institucional y el papel de PEMEX y del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo.**

Derivado de los cambios constitucionales de la Reforma, así como de sus leyes y reglamentos complementarios, el sector energético se ajustó a las nuevas instituciones con tareas específicas, que se muestran en la figura 3.1. En dicha figura se muestra al conjunto de las instituciones y sus funciones específicas sobre: finanzas y fiscalización, regulación, operaciones independientes y Empresas Productivas del Estado (EPEs). Asimismo, este

diagrama permite ubicar el lugar que ocupan dentro del conjunto de las instituciones que componen el sector público.

**Figura 3.1 Estructura del sector energético a partir de la reforma constitucional**



Fuente: Clavellina M., J. & Pérez B., N. (2015, pág. 71)

Para extender esta explicación de la figura 3.1, en el cuadro 3.17 describe cada una de las funciones que realizan la institución dentro del amplio conjunto del sector energético, en materias de hidrocarburos. En dicho cuadro (3.2) se observa que PEMEX funge ahora como una **Empresa Productiva del Estado (EPE)**, la cual deberá competir con otras empresas del sector privado en la multiplicidad de actividades que componen el sector de hidrocarburos. En efecto, derivado de la reforma al artículo 25 constitucional, el 11 de agosto del 2014 se publicó en el DOF la nueva Ley de Petróleos Mexicanos (LPEMEX), dejando sin efectos la Ley de Petróleos Mexicanos de 2008.

Con relación a este punto, Miriam Grunstein (2015) argumenta que PEMEX puede todavía considerarse como una entidad administrativa pública y no una empresa, ello desde el punto de vista estrictamente jurídico. Es decir:

PEMEX sigue sin ser una empresa como otras puesto que su existencia y su estructura descansa en un acto legislativo, que no en un acto mercantil. Así, mientras que en una empresa mercantil el máximo órgano es la asamblea de accionistas, en PEMEX un cambio

estructural en muchos casos requeriría de la actuación del Congreso de la Unión, considerando que esta agrupación es la representación de sus accionistas. Sin embargo, debe mencionar que el Consejo de Administración de PEMEX tiene facultades muy amplias para crear y modificar su estructura (pág. 100).

**Cuadro 3.17. Instituciones y sus funciones principales concernientes al sector hidrocarburos a partir de la Reforma energética de 2013/2014**

	Institución o dependencia	Función principal
Marco fiscal y financiero	Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)	«En materia energética, dentro de sus atribuciones se encuentra la definición de la política de ingresos provenientes de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos».
	Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo	«Fideicomiso público donde el Banco de México es el fiduciario y la SHCP el fideicomitente. Es responsable de recibir, administrar y distribuir los ingresos del Estado provenientes de actividades de exploración y extracción de hidrocarburos».
Organismos de regulación	Secretaría de Energía (SENER)	«Es responsable de la política energética nacional»; diseña los contratos de los contratos; establece términos de las licitaciones; selecciona las áreas a licitar; otorga y revoca asignaciones, y autoriza los planes de exploración y explotación.
	Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA)	«Es el órgano encargado de regular y supervisar las actividades del sector hidrocarburos a fin de procurar la seguridad industrial y la protección al medio ambiente».
	Comisión Reguladora de Energía (CRE)	«En materia de hidrocarburos, la CRE es el órgano regulador encargado de las actividades de transporte, almacenamiento, distribución y expendio al público de hidrocarburos y los productos derivados de su transformación industrial».
	Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)	Es el órgano encargado de regular las actividades relacionadas con la exploración y extracción de hidrocarburos; apoya a la SENER en la selección de las áreas para las rondas a licitar; lleva a cabo las licitaciones y adjudicaciones de los contratos; y, suscribe los contratos
Operadores independientes	Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENAGAS)	«Es un organismo descentralizado de la Administración Pública Federal, sectorizado a la SENER, cuyo objetivo es garantizar el abasto confiable, eficiente y seguro de gas natural en territorio nacional». Para el cumplimiento de su objetivo el CENAGAS por un lado actúa como Gestor del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS), por otro lado, actúa como transportista de gas natural, operando y manteniendo ductos propios.
EPE	Petróleo Mexicanos (PEMEX)	«Empresa productiva del Estado, 100% mexicana con personalidad jurídica y patrimonio propios. Lleva a cabo actividades de exploración, extracción, almacenamiento, transporte, comercialización, exportación e importación de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos».

Fuente: Elaboración propia con base en FMPED (2015) *¿Cómo se administran los ingresos petroleros de México?*; CENEGAS (s.f.) *¿Qué hacemos?*, en [www.gob.mx/cenagas/que-hacemos](http://www.gob.mx/cenagas/que-hacemos) y, Clavellina M., J. & Pérez B., N. (2015, pág. 71)

El objetivo de una empresa productiva del Estado la creación de valor económico e incrementar los ingresos de la Nación. En consecuencia, las nuevas disposiciones jurídicas que rigen el actuar de PEMEX dentro del conjunto de actividades que componen el sector de hidrocarburos, se establece que la ahora EPE tiene como objetivo «el desarrollo de actividades empresariales, económicas, industriales y comerciales en términos de su objeto, generando valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano».<sup>29</sup>

Acorde con los objetivos de PEMEX, por ley se estableció que la dirección de la empresa estará a cargo de un Consejo de Administración y un Director General, quienes tendrán que establecer el plan de negocios de la empresa a un horizonte temporal de cinco años.

<sup>29</sup> Artículo 4° de la Ley de Petróleos Mexicanos (DOF 11/08/2014).

El Director General estará sujeto a las estrategias, políticas y lineamientos aprobados por el Consejo de Administración. En cuanto éste último, deberá estar conformado por diez consejeros, que de acuerdo al artículo 15° de la nueva LPEMEX, serán:

- El titular de la Secretaría de Energía, quien lo presidirá y tendrá voto de calidad y el titular de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público;
- Tres consejeros del Gobierno Federal designados por el Ejecutivo Federal, y
- Cinco consejeros independientes, designados por el Ejecutivo Federal y ratificados por el Senado de la República, quienes ejercerán sus funciones de tiempo parcial y no tendrán el carácter de servidores públicos.

Por otro lado, la estructura operativa, PEMEX podrá contar con un conjunto de empresas productivas subsidiarias y empresas productivas filiales. Las primeras se sujetarán a la conducción, dirección y coordinación de Petróleos Mexicanos, mientras que las segundas se refieren a las empresas en la que PEMEX participe, directa o indirectamente, en más del cincuenta por ciento de su capital social<sup>30</sup>. Con relación a la nueva organización operativa, en 14 de noviembre de 2014, el Consejo de Administración modificó la nueva estructura corporativa de PEMEX, la cual se presenta en el diagrama de la figura 3.2, donde se observa que por primera vez desde 1992, la nueva estructura corporativa de la empresa cambió significativamente, quedando Exploración y Producción como un área estratégica, mientras que las actividades de los organismos subsidiarios del régimen anterior, se engloban en cinco empresas filiales bajo la denominación de Transformación Industrial.

De esta manera, dentro de las actividades del sector que se denominan no estratégicas, se encuentran las actividades de transformación, logística, y demás actividades de la cadena de valor. Mientras que las áreas actividades estratégicas son las de exploración y extracción de hidrocarburos (Clavellina M. & Péres B., 2015).

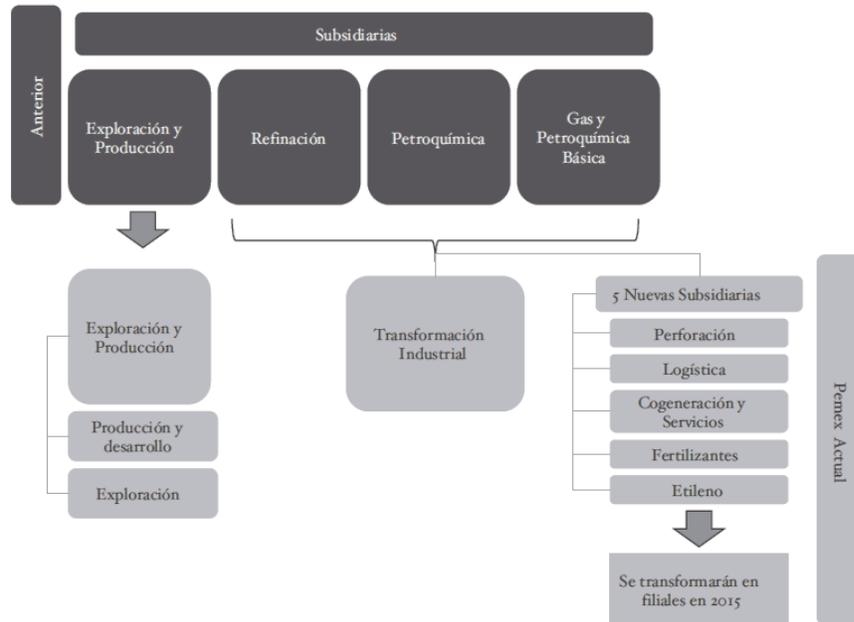
En materia de presupuesto, PEMEX goza a hora de mayor autonomía, sujetándose sólo al balance financiero y al techo de gasto de servicios personales que apruebe el Congreso en el PEF. Por tanto, para la elaboración de su presupuesto anual, PEMEX deberá considerar la información sobre la estimación de las variables macroeconómicas que establezca la SHCP, para que, posteriormente, el Director General envíe un proyecto de presupuesto consolidado sobre la meta de balance financiero de la propia empresa y de sus empresas productivas subsidiarias para los siguientes cinco años y para el año que se presupuesta, ello con previa

---

<sup>30</sup> En los artículos 51 a 71 de la Ley de PEMEX vigente, el lector podrá consultar los términos (de manera explícita), concerniente a las empresas subsidiarias y filiales del nuevo PEMEX.

aprobación de su Consejo de Administración. Con relación a este punto, la SHCP integrará una propuesta (si es que lo considera necesario), así como los ajustes correspondientes en el Proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación, comunicándoselo a PEMEX.

**Figura 3.2. Modificaciones a la estructura corporativa de PEMEX**



Fuente: Clavellina M., J. y Pérez B., N (2015, pág. 73)

La autonomía presupuestaria con la que cuentan PEMEX y sus empresas subsidiarias, implica que la SHCP no intervendrá en las decisiones que el Consejo y el Director en cuanto a las adecuaciones presupuestarias, modificaciones, calendarización, los programas, proyectos de inversión de la empresa y a la posibilidad de contratación de deuda. Tampoco estará sujeta a las disposiciones de austeridad contenidas en el PEF ni las que se emitan para la Administración Pública Federal. Sin embargo, la deuda pública de Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias no constituyen obligaciones garantizadas por el Estado Mexicano, aunque contablemente se sigue considerando deuda pública.

Uno de los aspectos de la reforma energética más importantes, es que ésta fue diseñada para que el sector hidrocarburos se desarrolle bajo un esquema de mercado en competencia, todo ello con sus respectivas regulaciones. Por lo tanto, las actividades del sector en cuestión, sean de carácter estratégica o no, pueden ser efectuadas por las Empresas Productivas del Estado (EPEs) y por empresas del sector privado, nacional y extranjero. En estos términos, tal como se mostró en el cuadro 3.17, a la CRE, en materia de hidrocarburos, le corresponde regular las actividades de *downstream*, mientras que a la CNH le corresponde regular a los

competidores en las actividades de *upstream*.<sup>31</sup> Por tanto, la manera en que todos los participantes del mercado podrán llevar a cabo las actividades correspondientes, es a través de permisos otorgados por el Estado a través de las instituciones correspondientes.

Para el caso de las actividades estratégicas de exploración y extracción de hidrocarburos (*upstream*), el Estado, a través del Ejecutivo Federal, tiene la facultad de otorgar concesiones o contratos a los participantes del mercado. Las **asignaciones** son exclusivas de PEMEX y se trata de las áreas que la EPE conservó con el fin de garantizar el abasto de hidrocarburos. En el mismo sentido, los **contratos** se otorgan a empresas del sector privado, al propio PEMEX o a una asociación entre ambos (Clavellina M. & Péres B., 2015). Derivado de ello, a PEMEX se le considera un **asignatario** cuando explota las áreas que le fueron asignadas en un proceso denominado Ronda 0 (cero), mientras que a las empresas ganadoras en las Rondas subsecuentes efectuadas por el Estado, y que por ende celebren contratos con éste, se les considera **contratistas**.

Con base en la Ley de Hidrocarburos y el Reglamento derivado de ésta, la SENER, previa consulta técnica a la CNH, es quien tiene que elaborar y diseñar el Plan Quinquenal, un documento donde se publican las áreas a asignar y a licitar en las respectivas Rondas. Dichas áreas se caracterizan por ser viables para la inversión de proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos a nivel local.

La Ronda 0, efectuada en 2014, fue un proceso mediante el cual la SENER, previa consulta a la CNH, otorgó a PEMEX un conjunto de áreas para que ésta continuara realizando las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, en los campos que PEMEX mantenía en producción. Para este proceso, PEMEX solicitó a la SENER 489 asignaciones, las cuales le fueron adjudicadas en su totalidad (SENER, 2015b). Asimismo, los recursos asignados a PEMEX en la Ronda 0, representaron en 2014 el 83% de las reservas 2P y el 21% de los recursos prospectivos del país<sup>32</sup> (SENER, 2015b). De igual modo, los criterios de para otorgar dichas asignación, la SENER tomó en como criterio fundamental que la EPE contara con la capacidad financiera, técnica y de ejecución para garantizar los intereses del Estado (Clavellina M. & Péres B., 2015).

---

<sup>31</sup> Se pueden consultar sus atribuciones específicas en los artículos 38 y 41 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (DOF: 11/08/2014).

<sup>32</sup> Se sugiere al lector ver el glosario de términos petroleros en el Anexo 2 de este trabajo.

De acuerdo con la Secretaria de Energía (SENER, 2015b), con la Ronda 0 cumple con dos objetivos:

- «Fortalecer a PEMEX dotándolo de los recursos necesarios para asegurar sus niveles de producción y una adecuada restitución de reservas de forma eficiente».
- «Permitir a PEMEX establecer alianzas y asociaciones (*farm-outs*) que incrementen su capacidad para invertir y acceder a yacimientos en la frontera tecnológica y de recursos no convencionales, y faciliten también la transferencia de conocimientos y tecnología» (pág. 9).

Los campos que no fueron asignados a PEMEX en la Ronda 0, fueron puestos a disposición de los interesados en llevar a cabo actividades de exploración y producción. La celebración de contratos con particulares (incluido PEMEX), se efectúa a través de los procesos conocidos como Rondas de licitaciones públicas internacionales, en las que se selecciona a los contratistas que ofrezcan más recursos a favor del Estado. Tal como se observa en el cuadro 3.18, de 2014 a la fecha, el Estado Mexicano ha lanzado cuatro convocatorias de licitaciones para la Ronda 1 y tres de la Ronda 2, ello en diferentes modalidades de contrato, en los que se toman en consideración los riesgos geológicos de las áreas de licitación contenidas en el Plan Quinquenal emitido por la SENER, con previa consulta a la CNH.

En lo sucesivo, se continuará con una serie de licitaciones a través de cuatro Rondas, las cuales concluirán en 2019. Tal como se muestra en el cuadro 3.19 en 2015 se estimaba una serie de licitaciones que abarcaba una superficie de 178,635 kms<sup>2</sup>, sin embargo, después de varios análisis técnicos, en 2016 se determinó que las áreas contendidas serían de 235,070 kms<sup>2</sup>.

Los contratos que el Estado puede celebrar con particulares, son de cuatro tipos: 1) de servicios, 2) de utilidad compartida, 3) de producción compartida y 4) de licencia.

De acuerdo con la nueva Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (DOF: 11/08/2014), los contratos de servicios son aquellos en los que el contratista efectúa los servicios requeridos por las EPEs del sector, debiendo entregar la totalidad de la producción de hidrocarburos al Estado, quien a su vez, por medio del FMPED, pagará en efectivo las contraprestaciones causadas a favor del contratista.

En cuanto a los contratos de utilidad compartida, el Estado y los contratistas comparten las utilidades netas que se deriven de la comercialización de los hidrocarburos producidos. Bajo esta modalidad, los contratistas entregarán la totalidad de la producción contractual al comercializador<sup>33</sup>, el cual entregará los ingresos derivados de la comercialización al Fondo Mexicano del Petróleo, quien a su vez hará los pagos a las partes correspondientes.

**Cuadro 3.18. Resumen de las Licitaciones (2014-2016), perteneciente a las Rondas 1 y 2**

Ronda	Licitación	Contenido	Tipo de campo	Fecha de la convocatoria
Ronda 1	1°	14 Áreas para Contratos de Producción Compartida para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos	Aguas Someras	11 de diciembre de 2014
	2°	5 Áreas para Contratos de Producción Compartida para la Extracción de Hidrocarburos	Aguas Someras	27 de febrero 2015
	3°	25 Contratos de Licencia para la Extracción de Hidrocarburos	Terrestres	12 de mayo de 2015
	4°	Contratos de Licencia para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos	Aguas Profundas	17 de diciembre de 2015
Ronda 2	1°	Contratos de Producción Compartida para la exploración y extracción de Hidrocarburos	Aguas Someras	20 de julio de 2016
	2°	12 Contratos de Licencia para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos	Terrestre	24 de agosto de 2016
	3°	Contratos de Licencia para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos	Terrestre	15 de noviembre de 2016

Fuente: elaboración propia con base en información pública de la CNH, en <http://rondasmexico.gob.mx/#>

Por su parte, los contratos de producción compartida es una modalidad en la que los costos de las actividades de extracción de hidrocarburos, son asumidos por el Estado. Una vez que se han extraído los recursos, la producción resultante se divide entre el Estado y los contratistas, es decir, las contraprestaciones a favor del contratista son pagadas en especie.

Finalmente, los contratos de licencias son derechos que adquieren los contratistas, por parte del Estado, para disponer de los recursos que se obtenga de una áreas determinada (Clavellina M. & Péres B., 2015), pagando al Estado, entre otros rubros, el bono a la firma; la Cuota Contractual para la Fase Exploratoria; las Regalías, y Una Contraprestación<sup>34</sup> que

<sup>33</sup> De acuerdo con la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, el Comercializador es aquel que contrate la Comisión Nacional de Hidrocarburos, a solicitud del Fondo Mexicano del Petróleo, para que preste a la Nación el servicio de comercialización de Hidrocarburos que reciba el Estado como resultado de un Contrato.

<sup>34</sup> Una contraprestación es el pago que realiza el Estado o el contratista. Cuando se trata de una contraprestación a favor del Estado, el lector debe entenderlo como los recursos que recibe el Estado, y en el

se determinará en los Contratos considerando la aplicación de una tasa al Valor Contractual de los Hidrocarburos.

**Cuadro 3.19. Rondas de licitación para áreas de exploración y campos de extracción 2015-2019**

Ronda	Recursos prospectivos/remanentes y superficie	Plan Quinquenal versión inicial*	Plan Quinquenal versión definitiva	Diferencia (%)
Ronda Uno	Recursos (MMbpce)	71,122.7	70,095.3	1.4
	Superficie (km <sup>2</sup> )	24,359.4	34,074.1	39.9
Ronda Dos	Recursos (MMbpce)	14,686.1	14,796.2	0.7
	Superficie (km <sup>2</sup> )	56,401.3	75,342.8	33.6
Ronda Tres	Recursos (MMbpce)	10,941.3	12,276.5	12.2
	Superficie (km <sup>2</sup> )	54,068.3	61,557.1	13.9
Ronda Cuatro	Recursos (MMbpce)	5,885.4	7,620.6	29.5
	Superficie (km <sup>2</sup> )	43,725.3	64,095.9	46.6
<b>Total</b>	<b>Recursos/Reservas (MMbpce)</b>	<b>102,635.5</b>	<b>104,788.6</b>	<b>2.1</b>
	<b>Superficie (km<sup>2</sup>)</b>	<b>178,554.3</b>	<b>235,070.0</b>	<b>31.7</b>

\* No considera 4,823.4 MMbpce de recurso prospectivo convencional no documentado por su alto nivel de incertidumbre. La superficie para exploración no se modifica a partir de esta consideración, sin embargo, los recursos prospectivos convencionales sí varían con respecto a la versión inicial del Plan Quinquenal. Asimismo en el Plan Quinquenal nuevo ya no se incluyen las áreas contractuales que se licitaron en las convocatorias uno y dos de la Ronda Uno, que en conjunto suman 2,261.9 MMbpce de recursos y 824.1 de km<sup>2</sup>.

Fuente: cuadro tomado de la Secretaría de Energía (SENER, 2015b), *Plan quinquenal 2015-2019*.

Como se mencionó en párrafos anteriores, los contratos pueden ser otorgados también a PEMEX y demás EPEs. En efecto, de acuerdo con la Ley de Hidrocarburos, el mecanismo mediante el cual las EPEs y PEMEX operan bajo el régimen de contratistas, es a través del proceso de conocido como *migración de contratos*. El proceso consiste solicitar a la SENER la migración de las asignaciones iniciales otorgadas a PEMEX y demás EPEs, a la modalidad de contrataros para la exploración y extracción de hidrocarburos. En caso de que se aprueben las migraciones de contratos, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público establecerá las condiciones económicas relativas a los términos fiscales que correspondan.

En el mismo sentido, la misma Ley señala que las Asignaciones que migren a Contratos para la Exploración y Extracción, PEMEX y las demás empresas productivas del Estado podrán celebrar alianzas o asociaciones con personas morales (*farm-outs*). De acuerdo con la Ley de Hidrocarburos, la selección de los socios se realizará mediante una licitación que represente las mejores condiciones de selección y que más convenga a la Nación, todo ello con las mejores prácticas de transparencia. La condición principal para llevar a cabo las

---

sentido inverso, cuando se lea contraprestación a favor del contratista, se refiere a los recursos que recibe el contratista por parte del Estado (a través del FMPED).

asociaciones, es que éstas deberán realizarse «bajo esquemas que permitan la mayor productividad y rentabilidad, incluyendo modalidades en las que podrán compartir costos, gastos, inversiones, riesgos, así como utilidades, producción y demás aspectos de la Exploración y la Extracción» (Ley de Hidrocarburos, artículo 14, párrafo 3).

Por otra parte, los ingresos derivados de las asignaciones y los contratos los recursos generados por las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, serán destinados a un fideicomiso público denominado Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (FMPED), cuyo objetivo es recibir, administrar, invertir y distribuir, los recursos en cuestión, a excepción de los impuestos.

La definición de fideicomiso que ofrece el Banco de México (Banco de México, s.f.), es que se trata de una «figura jurídica mercantil en virtud de la cual un fideicomitente destina ciertos bienes a un fin lícito determinado, encomendando su realización a una institución fiduciaria». Por tanto, en calidad de fideicomiso público, la SHCP actúa bajo la figura de fideicomitente, es decir, aporta los recursos, mientras que el Banco de México en calidad de fiduciario es quien adquiere los derechos de los recursos recibidos, y por tanto, tiene la facultad de realizar los pagos establecidos en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y las transferencias que establece la Ley del FMPED<sup>35</sup> y la LFPRH.

Una vez que el fiduciario (BANXICO) haya realizado los pagos correspondientes a los asignatarios y a los contratistas, éste efectuará las transferencias ordinarias a diferentes rubros a la Tesorería de la Federación (TESOFE), cuyo monto nominal se calcula multiplicando el total los ingresos petroleros aprobados en la LIF, por un factor específico de cada rubro de destino, tal como se indica en el cuadro 3.20. De esta manera, se procura que los ingresos petroleros del Gobierno Federal, que se destinan a cubrir el Presupuesto de Egresos de la Federación, se mantengan en 4.7% del Producto Interno Bruto del año previo, excluyendo el monto del ISR petrolero. En otros términos, la suma nominal de las transferencias señaladas en el cuadro 3.20, debe ser equivalente al 4.7% del PIB del año previo, en términos reales, menos el ISR pagado por contratistas y asignatarios.

---

<sup>35</sup> Para profundizar en las funciones específicas del FMPED, relacionadas con este párrafo, el lector puede consultar los Capítulos I, II y III de la Ley del Fondo Mexicano de Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (DOF: 11/08/2014).

Después de que se hayan efectuado los pagos a los contratistas y asignatarios, así como las transferencias correspondientes, la Ley del FMPED establece que el fiduciario administrará los recursos remanentes en la Reserva del Fondo (Reserva) para generar ahorro de largo plazo del Gobierno Federal.

Derivado de lo anterior, el fiduciario efectuará también transferencias extraordinarias a la Tesorería de la Federación (TESOFE), para cubrir erogaciones del PEF, incluyendo las transferencias que se realicen de conformidad con los montos aprobados por la Cámara de Diputados para el uso de los recursos, ello cuando la Reserva del Fondo sea mayor al 3% del Producto Interno Bruto. En adición a esto, el destino de estos recursos se deberá destinar a rubros que impulsen el desarrollo.

**Cuadro 3.20. Transferencias ordinarias del FMPED**

<b>Factor</b>	<b>Destino</b>
0.022	Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios.
0.0064	Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas.
0.0087 <sup>a/</sup>	Fondo de Extracción de Hidrocarburos.
0.0065 <sup>b/</sup>	Fondo sectorial CONACYT-Secretaría de Energía-Hidrocarburos.
	Fondo sectorial CONACYT-Secretaría de Energía-Sustentabilidad Energética.
0.000054 <sup>c/</sup>	Fiscalización en materia petrolera por la Auditoría Superior de la Federación.
0.00051	Municipios colindantes con la frontera o litorales por los que se realice materialmente la salida del país de los hidrocarburos.

<sup>a/</sup>Este factor se establece en 0.0080, 0.0082, 0.0084 y 0.0085 para los años 2015, 2016, 2017 y 2018, respectivamente.

<sup>b/</sup>Los recursos equivalentes a este factor se distribuirán de la siguiente forma: i) 65% al Fondo sectorial CONACYT-Secretaría de Energía-Hidrocarburos, ii) 15% al Fondo de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico del Instituto Mexicano del Petróleo; y, iii) 20% al Fondo Sectorial CONACYT-Secretaría de Energía-Sustentabilidad Energética.

<sup>c/</sup>La distribución de los recursos de este Fondo se sujetará a los establecido en el Artículo 2-A, fracción II de la Ley de Coordinación Fiscal.

Fuente: Cuadro elaborado con base en el esquema de Del Río M., J., Rosales R., M., & Pérez B., N. (2015). *Más vale tarde que nunca: ¿Qué es, cómo funciona y cuál es el potencial del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo?*, pág. 35.

Finalmente, los recursos de la Reserva serán invertidos de acuerdo a lo que determine el Comité técnico del FMPED, teniendo como objetivo principal el máximo retorno a la inversión con un nivel adecuado de riesgo. Los recursos adicionales obtenidos por esta vía, serán reintegrados a la Reserva, y en caso de que al principio del año existiera un remanente

por encima del 10% del PIB del año anterior al que se trate, éste se destinará en su totalidad a la Tesorería de la Federación.

Finalmente, los recursos de la Reserva serán invertidos de acuerdo a lo que determine el Comité técnico del FMPED, teniendo como objetivo principal el máximo retorno a la inversión con un nivel adecuado de riesgo. Los recursos adicionales obtenidos por esta vía, serán reintegrados a la Reserva, y en caso de que al principio del año existiera un remanente por encima del 10% del PIB del año anterior al que se trate, éste se destinará en su totalidad a la Tesorería de la Federación.

### **3.2.2 Régimen fiscal en materia de hidrocarburos para los Asignatarios y Contratistas**

Con los cambios institucionales y legislativos recién descritos, en enero del 2015 comenzó a operar un régimen fiscal para el sector de los hidrocarburos, en el que por primera vez se incluyó a la iniciativa privada, a lo largo de toda la cadena de valor que constituye este sector, con lo cual se tiene por objetivo principal maximizar los ingresos del Estado, proveniente de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

Las obligaciones fiscales del sector hidrocarburos dejaron de establecerse en la Ley Federal de Derechos, para dar paso a la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LIH), la cual dictamina los mecanismos para que el Estado percibirá los ingresos que se deriven de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. Asimismo, la LIH distingue, por un lado, los pagos a favor del Estado por parte de los asignatarios y, por otro lado, los pagos que efectúan contratistas que resulten ganadores en las Rondas del Estado. En ambos casos, el FMPED es quien recibirá los pagos que se generen por las en cuestión, a excepción del ISR.

Los asignatarios (como PEMEX y sus empresas) que participan las actividades del sector hidrocarburos, están obligadas al pago de tres derechos, dos impuestos y un dividendo estatal, tal como lo señala el cuadro 3.21, donde se resume las obligaciones fiscales que la empresa productiva del Estado debe pagar cada mes.

Las empresas productivas del Estado, en calidad de asignatarios, están obligados al pago del Derecho por la Utilidad Compartida (DUC), a una tasa del 65% sobre la diferencia entre sus ingresos y las deducciones permitidas, sin embargo, esta tasa fue de 70% en 2015, y disminuirá cada año en 1.25 puntos porcentuales, hasta 2019. Dichas tasas se aplicarán sobre

la diferencia entre el valor de los hidrocarburos del área asignada a la región que se trate,<sup>36</sup> menos las deducciones permitidas.

Las deducciones, por concepto de costos, gastos e inversiones, a las que se refiere el DUC, son:

- I. El 100% del monto original de las inversiones realizadas para la Exploración, recuperación secundaria y el mantenimiento no capitalizable, en el ejercicio en el que se efectúen;
- II. El 25% del monto original de las inversiones realizadas para el desarrollo y extracción de yacimientos de Petróleo o Gas Natural, en cada ejercicio;
- III. El 10% del monto original de las inversiones realizadas en infraestructura de Almacenamiento y transporte indispensable para la ejecución de las actividades al amparo de la Asignación, como oleoductos, gasoductos, terminales o tanques de Almacenamiento, en cada ejercicio;
- IV. Los costos y gastos, considerándose para tales efectos las erogaciones necesarias para la extracción de los yacimientos de Petróleo o Gas Natural determinados de conformidad con las Normas de Información Financiera Mexicanas, excepto las inversiones a que se refieren los puntos I, II y III. Los únicos costos y gastos que se podrán deducir serán los de Exploración, transportación o entrega de los Hidrocarburos. Los costos y gastos se deducirán cuando hayan sido efectivamente pagados en el periodo al que corresponda el pago, y
- V. El derecho de extracción de hidrocarburos señalado, efectivamente pagado durante el mes que corresponda.

En el mismo sentido, el monto de las deducciones autorizadas, en ningún caso será mayor a los siguientes montos:

- I. 12.50% del valor anual de los Hidrocarburos distintos al Gas Natural No Asociado y sus Condensados, extraídos en áreas terrestres;
- II. 12.50% del valor anual de los Hidrocarburos distintos al Gas Natural No Asociado y sus Condensados, extraídos en áreas marítimas con tirante de agua inferior a quinientos metros;
- III. 80% del valor anual del Gas Natural No Asociado incluyendo, en su caso, el valor anual de los Condensados extraídos de campos de Gas Natural No Asociado;
- IV. 60% del valor anual de los Hidrocarburos distintos al Gas Natural No Asociado y sus Condensados, extraídos en áreas marítimas con tirante de agua superior a quinientos metros, y
- V. 60% del valor anual de los Hidrocarburos distintos al Gas Natural No Asociado y sus Condensados, extraídos en el Paleocanal de Chicontepec.

---

<sup>36</sup> De acuerdo con el artículo 48, fra. X de la LIH, las regiones se clasifican en terrestres, marinas con tirantes de agua inferior a 500 metros de profundidad, de gas natural no asociado, marinas con tirantes superiores a 500 metros de profundidad y Paleocanal de Chicontepec.

Los puntos I y II del tope a los montos de las deducciones de los costos, gastos e inversiones, los porcentajes comenzarán en 10.600% y disminuirán progresivamente en 1.25 puntos porcentuales hasta 2019, año en que serán de 12.500%.

**Cuadro 3.21. Resumen de la obligaciones fiscales de los asignatarios**

Obligación fiscal	Abreviación	Tasa	Base	
1	Derecho por la utilidad compartida <sup>al</sup>	DUC	0.650	La diferencia entre el valor de los hidrocarburos extraídos durante el ejercicio fiscal del que se trate menos las deducciones permitidas.
2	Derecho de extracción de hidrocarburos	DEXTH	<b>Petróleo</b>	
			0.075	Valor del barril de petróleo extraído cuando $P_p < 48$ dlls./barril
			$(0.125P_p + 1.5)\%$	Valor del barril de petróleo extraído cuando $P_p \geq 48$ dlls./barril
			<b>Condensados</b>	
			0.05	Valor del barril de condensados extraído cuando $P_c < 60$ dlls./barril
			$(0.125P_c + 1.5)\%$	Valor del barril de condensados extraído cuando $P_c \geq 60$ dlls./barril
			<b>Gas Natural (asociado)</b>	
			$P_{gna} / 100$	Valor del volumen de gas extraído
			<b>Gas Natural (no asociado)</b>	
			0.000	Valor del gas extraído cuando el $P_{gna} < 5$ dlls. Por MMBTU*
$(P_{gna} - 5) \cdot (0.60)$	Valor del gas extraído cuando el $P_{gna}$ sea $> 5$ dlls. Por MMBTU* y $< 5.5$ .			
$P_{gna} / 100$	Valor del gas extraído cuando el $P_{gna}$ sea $\geq 5$ dlls. por MMBTU*			
3	Derecho de exploración de hidrocarburos	DEXPH	Cuota específica	\$1,150/ km <sup>2</sup> durante los primeros 60 meses de vigencia de las asignaciones y \$2,750/km <sup>2</sup> a partir del mes 61.
4	Impuesto Sobre la Renta	ISR	0.30	Ingresos derivados de las actividades del sector menos las deducciones permitidas.
5	Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos	IAEEH	Cuota específica	1,500 pesos durante la fase de exploración, y 6,000 durante la fase de extracción. El impuesto se calculará mensualmente, aplicando dichas cuotas por cada km <sup>2</sup> que comprenda el Área
6	Dividendo estatal	Dividendo	Monto determinado por la SHCP, y aprobado, posteriormente, por el Congreso en cada periodo presupuestal.	

<sup>al</sup>La tasa del DUC será de 70.00%, 68.75%, 67.0%, 66.25%, y 65.00% para los años 2015, 2016, 2017, 2018 y 2019, respectivamente.

\*MMBTU=Millón de BTU, que representa la cantidad de energía necesaria para elevar en 1 °F la temperatura de una libra de agua en condiciones atmosféricas normales.

$P_p$ : Precio del petróleo

$P_c$ : precio de los condensados

$P_{gna}$ : Precio del gas natural no asociado

$P_{gna}$ : Precio del gas natural no asociado

Fuente: elaboración propia con base en Clavellina M., Ortega O., & Candaup C., (2015) y la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (DOF: 11/08/2014).

Por otra parte, el monto del Derecho a la Extracción de Hidrocarburos (DEXTH) presentado en el segundo renglón del cuadro 3.21, se calcula multiplicando una tasa, que varía en función del precio del hidrocarburo que se trate, por su respectivo valor (que resulta de multiplicar el precio mensual por la cantidad de hidrocarburos extraídos). A este respecto, la

tasa variable se aplica sobre el precio del petróleo, de los condensados<sup>37</sup> y del gas natural, tanto asociado y como no asociado.

El Derecho de Exploración de Hidrocarburos (DEXPH), descrito en el renglón 3 del cuadro 3.21, se trata de un monto fijo, o cuota específica, que el asignatario deberá pagar por km<sup>2</sup> del área asignada en la Ronda 0. A este respecto, durante los primeros 60 meses se pagará una cuota que aumentará a partir del mes 61, ello debido a las actualizaciones que la SHCP hará el mes de enero de cada año, tomando en consideración el Índice Nacional de Precios al Consumidor.

Como se mencionó anteriormente, Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias tiene la obligación de pagar al Gobierno Federal un dividendo estatal, el cual se determinará una vez que el Consejo de Administración de PEMEX envíe a la SHCP un reporte sobre la situación financiera de la empresa y de sus empresas productivas subsidiarias, así como el reporte correspondiente a sus «planes, opciones y perspectivas de inversión y financiamiento en el ejercicio inmediato siguiente y los cinco años posteriores, acompañado de un análisis sobre la rentabilidad de dichas inversiones, y la proyección de los estados financieros correspondientes» (Ley De Petróleos Mexicanos –DOF: 11/08/2014–, Artículo 97).

Posteriormente, la SHCP determinará la propuesta del monto que Petróleos Mexicanos y de cada una de sus empresas productivas subsidiarias deberán entregar al Gobierno Federal como dividendo estatal, ello con previa opinión favorable del Comité Técnico del FMPED. Dicha propuesta deberá incluirse la Iniciativa de la LIF para su aprobación por parte del Congreso de la Unión, misma que sólo podrá revisarse a la baja, para que finalmente, PEMEX entregue los recursos a la Tesorería de la Federación.

Las empresas productivas del Estado, pagan además el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (IAEEH) y el Impuesto Sobre la Renta (ISR). Cabe mencionar que tanto los asignatarios como los contratistas, están obligados al pago de estos dos impuestos.

---

<sup>37</sup> La LIH define los condensados como los hidrocarburos líquidos del Gas Natural constituidos principalmente por pentanos y componentes de Hidrocarburos más pesados.

Por otro lado, el régimen fiscal de las personas morales, que en calidad de contratistas participen en las actividades de extracción y exploración de hidrocarburos, se hizo el diseño de pagos que varía según el tipo de contrato (de servicios, de licencia, de utilidad compartida y de producción compartida). Así, las obligaciones fiscales de los contratos se resumen en el cuadro 3.22, a excepción de los contratos de servicios, ya que como se mencionó en el apartado anterior, los contratos de servicios se refiere a aquellos en los que algún particular realiza ofrece servicios a las empresas productivas del Estado, entregando la totalidad de la producción contractual el Estado, mientras que los pagos a favor del contratista los hará el FMPED. Así, para el caso de los contratos de servicios, no serán aplicables las contraprestaciones al Estado derivadas Regalías y la cuota contractual para la fase exploratoria.

Para los contratos de licencia, de utilidad compartida y de producción compartida, los contribuyentes, están sujetos a las disposiciones comunes a las contraprestaciones a favor del Estado, que son las Regalías y las cuotas contractuales para la fase exploratoria. En efecto, tal como se aprecia en el mismo cuadro, 3.22, éstas son las obligaciones fiscales coincidentes para los tres tipos de contratos mencionados (ello además del IAEEH y el ISR, a los que están sujetos los asignatarios y los contratistas).

De manera específica, las personas morales que operen bajo la modalidad de contrato de licencia, están obligados a realizar las contraprestaciones a favor del Estado por concepto del bono a la firma, de la cuota contractual para la fase exploratoria, de las Regalías y de una tasa el valor contractual de los hidrocarburos.

El bono a la firma es un monto que será determinado por la SHCP para cada contrato, al igual que las condiciones de pago, que en conjunto se deberán incluir en las bases de la licitación para su adjudicación.

La cuota contractual para la fase exploratoria se pagará mensualmente y consta de una cuota fija al área contractual por cada km<sup>2</sup>. De esta manera, el contratista paga 1,214.21 pesos/ km<sup>2</sup> durante los primeros 60 meses de vigencia del contrato, y 2,903.54 pesos/ km<sup>2</sup> a partir del mes 61 (y en adelante) de la vigencia del contrato. Con relación a esta contraprestación, la LIH señala que los valores mensuales se actualizarán cada año en el mes de enero, tomando en consideración el Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC).

Luego, las Regalías, que pagarán los contratistas de manera mensual, se determinan con base en el valor contractual para cada tipo de hidrocarburo extraído, es decir se realiza un cálculo mensual del monto, que es el resultado de aplicar una tasa al resultado de la multiplicación del precio del hidrocarburo que se trate por su respectivo volumen.

Los tipos de hidrocarburos, para el cálculo del monto de Regalías, son el petróleo crudo, el gas natural asociado, el gas natural no asociado y los condensados. Así, los recursos que recibe el Estado por esta obligación fiscal se guía por los mismos criterios utilizados para el cálculo del Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DEXTH), al que están sujetos los asignatarios (ver cuadro 3.21).

En los contratos de utilidad compartida, los contratistas entregarán la totalidad de la producción al comercializador, y una vez que éste venda el producto, entregará los recursos al FMPED para que éste otorgue un porcentaje de los recursos al contratista, conforme a lo que se haya establecido en el contrato, y el resto de los recursos pertenece al Estado, siendo el FMPED quien los conserva.

Para el caso de los contratistas que operen bajo la modalidad de utilidad compartida y de producción compartida, además de pagar las Regalías al Estado y la cuota contractual para la fase exploratoria, deberán pagar, en ambos casos, la contraprestación a favor del Estado que se determinará cada mes, por concepto de la utilidad operativa, la cual será el resultado de disminuir del valor contractual de los hidrocarburos, el monto de las regalías y el monto de los costos, gastos e inversiones reconocidos en los lineamientos que emita la SHCP.

Por su parte, en la modalidad de producción compartida, una proporción de la producción se pagará en especie al contratista, dependiendo del porcentaje que se determine en el contrato, mientras que la contraprestación a favor del Estado, que genere esta operación, se efectuará una vez que el comercializador venda el producto y entregue los recursos correspondientes al FMPED.

Para el caso de los contratos, se preverá que cada periodo se determinará el valor contractual de los hidrocarburos. Cada contrato deberá contener los mecanismos para la determinación en el Punto de medición<sup>38</sup> de los precios contractuales del petróleo, gas

---

<sup>38</sup> Se refiere al punto determinado de conformidad con lo establecido en cada Contrato, en donde se llevará a cabo: la medición de cada tipo de Hidrocarburo extraído al amparo del Contrato de conformidad con las

natural y los condensados de petróleo, que reflejen las condiciones de mercado. En los casos en los que se realicen operaciones con partes relacionadas dichos mecanismos deberán considerar, en su caso, los ajustes que se requieran por calidad, contenido de azufre, grados API, y por los costos de comercialización, transporte y logística.

**Cuadro 3.22. Resumen de las obligaciones fiscales de los contratistas**

Obligación fiscal	Descripción	Contratos de licencia	Contratos de Utilidad Compartida	Contratos de Producción Compartida
Bono a la firma	La SHCP determina el monto específico en cada contrato individual, la cual se paga en tiempo y forma, determinados en la licitación respectiva (o en el contrato de migración). El pago se efectuará por lo regular, cada mes.	●		
Cuota contractual para la fase exploratoria	Monto fijo que se paga mensualmente por km <sup>2</sup> licitado, que se encuentre en la fase de exploración. Durante los primeros 60 meses de la vigencia del contrato, el monto será de 1,150 pesos/km <sup>2</sup> , y a partir del mes 61 el monto será de 2,750 pesos/km <sup>2</sup> del área licitada.	●	●	●
Regalías	Tasa aplicable al valor contractual de los hidrocarburos extraídos del subsuelo, cuyo porcentaje se calcula dependiendo del hidrocarburo del que se trate y del precio de éste. La tasa de aplicación es la misma que se considera en el DEXTH del régimen fiscal de los asignatarios.	●	●	●
Tasa aplicada al valor contractual de los hidrocarburos	Consiste en la aplicación de una tasa que será modificada a través del Mecanismo de Ajuste que se incluirá en el Contrato individual y en las bases de la licitación para su adjudicación o en los Contratos que sean resultado de una migración. La finalidad de esta obligación es capturar la rentabilidad extraordinaria que se genere por la Extracción de los Hidrocarburos.	●		
Porcentaje de la utilidad operativa (compartida)	La utilidad operativa se determina al disminuir del valor de los hidrocarburos el monto de regalías pagado y la recuperación de costos. El porcentaje de utilidad para el contratista y para el Estado se determinará en las bases de licitación de cada contrato.		●	
Porcentaje a la Utilidad Operativa (producción compartida)	El porcentaje y su fórmula se determinan en cada contrato. Se trata de contraprestaciones que pagarán al Contratista en especie, con una proporción de la producción Contractual de Hidrocarburos que sea equivalente al valor de dichas Contraprestaciones.			●
Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (IAEEH)	1,583.74 pesos durante la fase de exploración, y 6,334.98 pesos durante la fase de extracción. El impuesto se calculará mensualmente, aplicando dichas cuotas por cada km <sup>2</sup> que comprenda el Área contractual o asignada	●	●	●
Impuesto Sobre la Renta (ISR)	Se aplica una tasa del 30% sobre los Ingresos derivados de las actividades del sector menos las deducciones permitidas.	●	●	●

Fuente: elaboración propia con base en Clavellina M., Ortega O., & Candaup C., (2015) y la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (DOF:11/08/2014, última modificación en 2017).

disposiciones que al efecto emita la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y La determinación de los precios contractuales de cada tipo de Hidrocarburo.

En todos los casos relativos a los contratos (de licencia, de utilidad compartida o de producción compartida), cuando se efectúen las migraciones de áreas de asignación al esquema de contratos, se procurará que los ingresos para el Estado a través del tiempo no sean inferiores a los que se hubieran obtenido bajo la de asignación original.

Por último, los asignatarios y los contratistas están obligados al pago del Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (IAEEH) y el ISR. Concerniente al IAEEH, éste se compone de una serie de pagos mensuales por 1,583.74 pesos/km<sup>2</sup> de área contractual o de área de asignación en la fase de exploración, y de 6,334.98 pesos/km<sup>2</sup> para la fase de extracción. Dichas cuotas se actualizarán anualmente en enero de cada año. De igual manera, contribuyente podrá quedar exento de estos pagos, siempre u cuando justifique, que por causas no imputables a él, se encuentra imposibilitado para realizar las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en el área Contractual o área de Asignación.

El ISR que pagarán los asignatarios y los contratistas, se calcula aplicando una tasa del 30% a la diferencia entre los ingresos y las deducciones permitidas. Este impuesto está sujeto a lo que se determine en la Ley del ISR, salvo en los rubros correspondientes a las deducciones, las cuales son las que marca la LIH:

- I. El 100% del monto original de las inversiones realizadas para la Exploración, recuperación secundaria y mejorada, y el mantenimiento no capitalizable, en el ejercicio en el que se efectúen;
- II. El 25% del monto original de las inversiones realizadas para el desarrollo y explotación de yacimientos de Petróleo o Gas Natural, en cada ejercicio, y
- III. El 10% del monto original de las inversiones realizadas en infraestructura de Almacenamiento y transporte indispensable para la ejecución del Contrato, como oleoductos, gasoductos, terminales, transporte o tanques de Almacenamiento necesarios para llevar la Producción Contractual a los puntos de entrega, medición o fiscalización determinados en cada Contrato, en cada ejercicio.

Un elemento asociado al tema de los contratos en México, es que toman como modelo comercial el efectuado en Brasil, hecho que permite tomar cierta ventaja, debido a la que en la experiencia brasileña se ha visto que para el caso de los contratos de concesiones, las empresas asumen el riesgo de la exploración y la producción, por tanto, si los resultados de la exploración tienen éxito, las esas empresas reciben la propiedad del petróleo y el gas encontrados. Concernientes al el régimen de producción compartida, el riesgo es compartido

entre dos o más operadores, uno de ellos público, lo que permite al Estado mantener un mayor control sobre las actividades de *upstream*, asimismo, el Estado conserva la propiedad de los hidrocarburos, por lo tanto, este es el tipo de contratos que se prefieren en aquel país (Ramírez-Cendrero & Paz, 2016).

Por otro lado, con la puesta en marcha del nuevo régimen fiscal del sector hidrocarburos, en 2015 el FMPED realizó transferencias ordinarias por casi 398,805 Mmdp, de las cuales cerca del 92% destinó directamente a la TESOFE, mientras que el 8% restante se transfirió a los diversos fondos.

En 2016 la cantidad nominal de las transferencias ordinarias disminuyó a 307,920.4 Mmdp, de los cuales el 93% se destinaron a la TESOFE y el 7% a los diversos fondos.

De acuerdo con estos resultados y con los reportes estadísticos emitidos por el FMPED, en 2015 las transferencias ordinarias fueron equivalentes al 2.18% del PIB, mientras que en el años 2016, las transferencias únicamente aportaron al PEF 1.602%.

**Cuadro 3.23. Transferencias realizadas al PEF en 2015 y 2016**

Año	Total	Fondo de estabilización de ingresos presupuestarios	Fondo de extracción de hidrocarburos	Otros Fondos <sup>1/</sup>	Tesorería de la Federación (TESOFE), Presupuesto de Egresos de la Federación
2015	\$ 398,804,967,679.30	\$ 16,634,184,600.00	\$ 6,048,286,613.00	\$ 10,169,881,265.00	\$ 365,952,615,201.30
2016	\$ 307,920,439,727.60	\$ 10,693,027,400.00	\$ 3,985,582,939.00	\$ 6,547,778,478.00	\$ 286,694,050,910.60
Año	Total	Fondo de estabilización de ingresos presupuestarios	Fondo de extracción de hidrocarburos	Otros Fondos <sup>1/</sup>	Tesorería de la Federación (TESOFE), Presupuesto de Egresos de la Federación
2015	100.00%	4.17%	1.52%	2.55%	91.76%
2016	100.00%	3.47%	1.29%	2.13%	93.11%

<sup>1/</sup> Fondo de estabilización de los ingresos de las entidades federativas, Fondo sectorial CONACYT - SENER - hidrocarburos, Fondo de investigación científica y desarrollo tecnológico del IMP, Fondo sectorial CONACYT - SENER - sustentabilidad energética, Fiscalización en materia petrolera de la ASF y la Tesorería de la Federación (TESOFE), Municipios Colindantes con Fronteras o Litorales

Fuente: elaboración propia con base en cifras públicas del FMPED, disponibles en:

<http://www.fmped.org.mx/estadisticas/transferenciasmdp.html>

Las transferencias ordinarias han estado muy por debajo del 4.7% del PIB que por ley se debe destinar PEF cada año, sin embargo, no debería causar sorpresa por dos razones: 1) en 2016 se registraron los precios del petróleo más bajos de los últimos años, lo que pone en riesgo la rentabilidad de los capitales, públicos y privados, en el desarrollo de los proyectos de exploración y extracción de petróleo, y 2) en asociación al punto uno, PEMEX sigue

teniendo la mayor parte del mercado petrolero, sin embargo, su nivel de apalancamiento financieros ha venido creciendo en los últimos años.

De forma evidente, ante esta situación se generan ciertos ajustes en las finanzas, ya que al no cubrir el presupuesto asignado inicialmente en el PEF, se comienzan a plantear otras alternativas, ya sea por el lado del gasto o por el lado de los ingresos. En los últimos dos años, se ha actuado por el lado del gasto, tal como se analizará en el capítulo 4.

## Capítulo 4

### Las finanzas públicas en el contexto petrolero

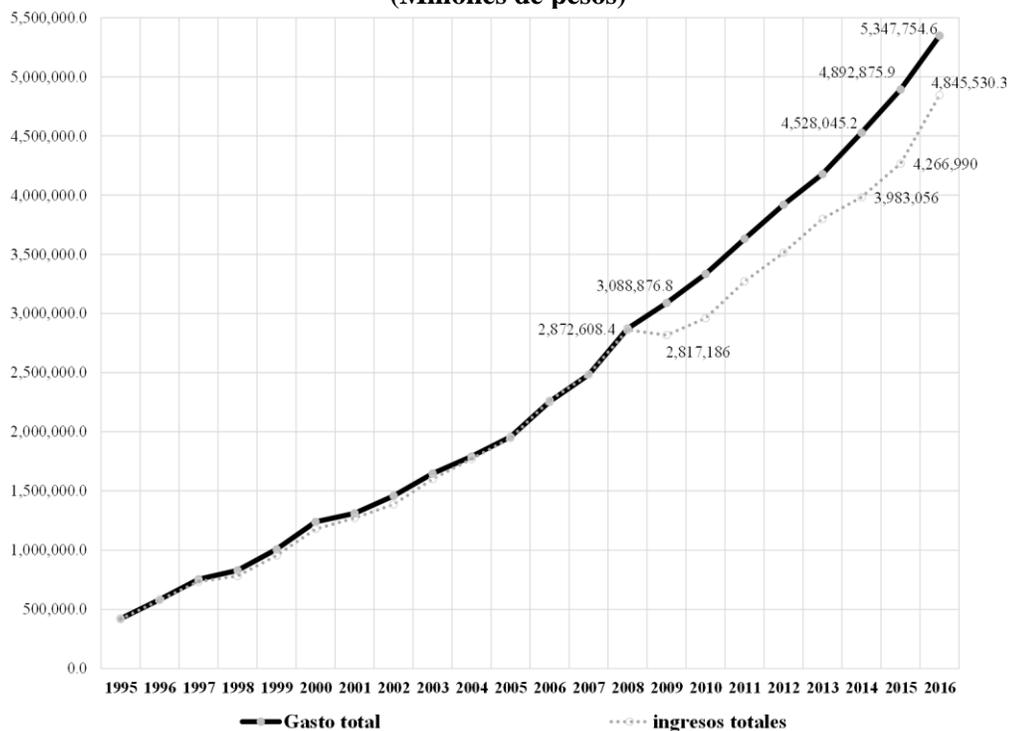
Con cierta regularidad se discute si la política social y económica ha sido o no acertada. Sin duda se trata de algo más complejo que la técnica y que está más allá de los errores, imprevisiones o immoralidades...

Octavio Paz (1950). *El laberinto de la soledad*

En el periodo 2006-2016, la tasa media anual de crecimiento de los ingresos totales, ha sido de 7.9%, en contraste con el crecimiento del gasto, el cual creció en promedio 9.0% cada año durante el mismo periodo. El hecho observable se presenta en la gráfica 4.1, donde se aprecia que desde 2009, el gasto público ha tenido una trayectoria creciente y casi continua durante este periodo, en comparación del ingreso.

Desde el año 2009, los egresos comenzaron a superar a los ingresos de manera pronunciada, debido a que el Gobierno Federal comenzó a hacer frente a la crisis financiera, aplicando una política fiscal contra cíclica (mediante un aumento en el gasto), la cual se ha mantenido activa hasta el ejercicio fiscal 2016.

**Gráfica 4.1. Evolución del gasto e ingreso totales del sector público presupuestario. (Millones de pesos)**

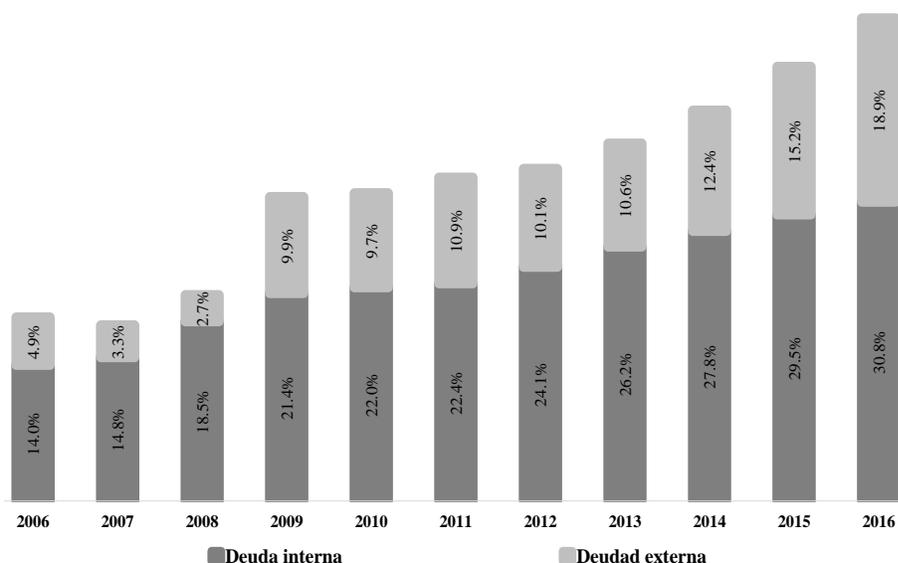


Fuente: elaboración propia con base en cifras del Banco de México, *Sistema de información económica, Finanzas Públicas, (CGI) - Ingresos y Gastos Presupuestales del Sector Público.*

En 2008, se registró un ligero déficit fiscal por 11,682 Mmdp, en valor absoluto. Un año después la cifra aumentó a 271,693.3 Mmdp. A partir de esa fecha, la autoridad hacendario ha mantenido la misma postura fiscal, ya que tan sólo en 2015 el déficit tocó un máximo de 625,886.4 Mmdp, ello debido a la disminución drástica de los precios internacionales del petróleo, mientras que para el 2016 se tuvo una ligera recuperación, alcanzando la cifra de 502,224.3 Mmdp (cifra cercana al 10% del gasto total ejercido).

En 2016 el déficit rompió con su tendencia creciente, en parte gracias a los remanentes de operación del Banco de México que llegaron a la cifre de 239,938 Mmdp, sin embargo, la situación durante ese año parecía apuntar a que la deuda de gobierno traería desequilibrios macroeconómicos, ya que la deuda mantenía una recha creciente, a un grado tal que al final de ese año la proporción de la deuda pública llegó casi 50% sobre el PIB (tal como lo demuestra la gráfica 4.2). En este contexto, las calificadores S&P y Fitch, bajaros la calificación crediticia de México a una perspectiva negativa (El financiero, 2016).

**Gráfica 4.2. Evolución de la deuda pública como proporción del PIB**



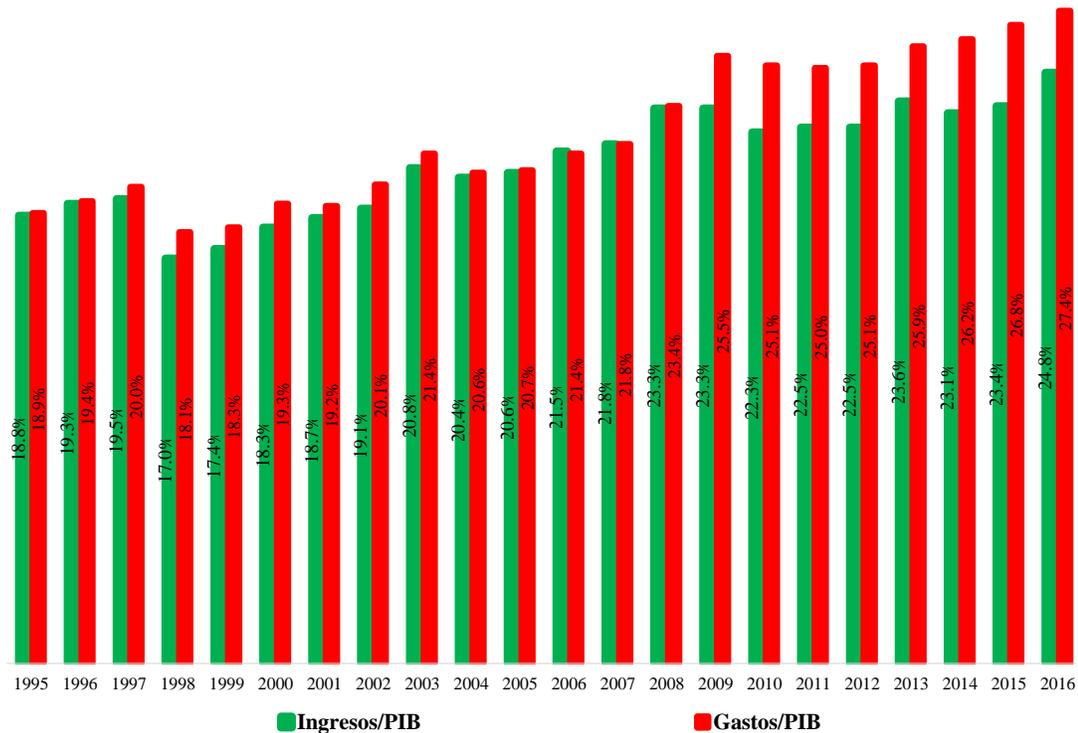
Fuente: elaboración propia con base en datos de la SHCP, *Estadísticas Oportunas de Finanzas Públicas*, en [finanzaspublicas.hacienda.gob.mx/es/Finanzas\\_Publicas/Estadisticas\\_Oportunas\\_de\\_Finanzas\\_Publicas](http://finanzaspublicas.hacienda.gob.mx/es/Finanzas_Publicas/Estadisticas_Oportunas_de_Finanzas_Publicas)

En cierto modo, la calificación de riesgo país en México no se debió solamente a cuestiones internas, sino también por causas del exterior, siendo la más importante la llegada de Donald Trump a la presidencia de los EE.UU, y los efectos especulativos que de ello derivaron. Sin

embargo, una perspectiva negativa por parte de un calificador, puede ocasionar cierta confianza en los inversionistas.

Las cifras históricas el impacto del déficit fiscal sobre el resto de la economía ha oscilado en alrededor del 3% del producto desde 2009, en término nominales. En efecto, en 2009 la diferencia entre el ingreso y el gasto públicos fue equivalente a 2.2% del PIB, mientras que en 2015 la misma relación llegó a representar cerca del 3.4%. En lo concerniente a este punto, la gráfica 4.3 pone en evidencia que este fenómeno no era observable desde 1995, cuando se comenzaron a aplicar medidas de disciplina fiscal, cuyo objetivo (en conjunto con la política monetaria) ha sido la estabilización de los indicadores macroeconómicos (Moreno-Brid, Perez-Benitez, & Villarreal, 2016).

**Gráfica 4.3. Evolución de los ingresos y gastos del sector público como proporción del PIB**



Fuente: elaboración propia con base en datos de la SHCP, *Estadísticas Oportunas de Finanzas Públicas*, en [finanzaspublicas.hacienda.gob.mx/es/Finanzas\\_Publicas/Estadisticas\\_Oportunas\\_de\\_Finanzas\\_Publicas](http://finanzaspublicas.hacienda.gob.mx/es/Finanzas_Publicas/Estadisticas_Oportunas_de_Finanzas_Publicas)

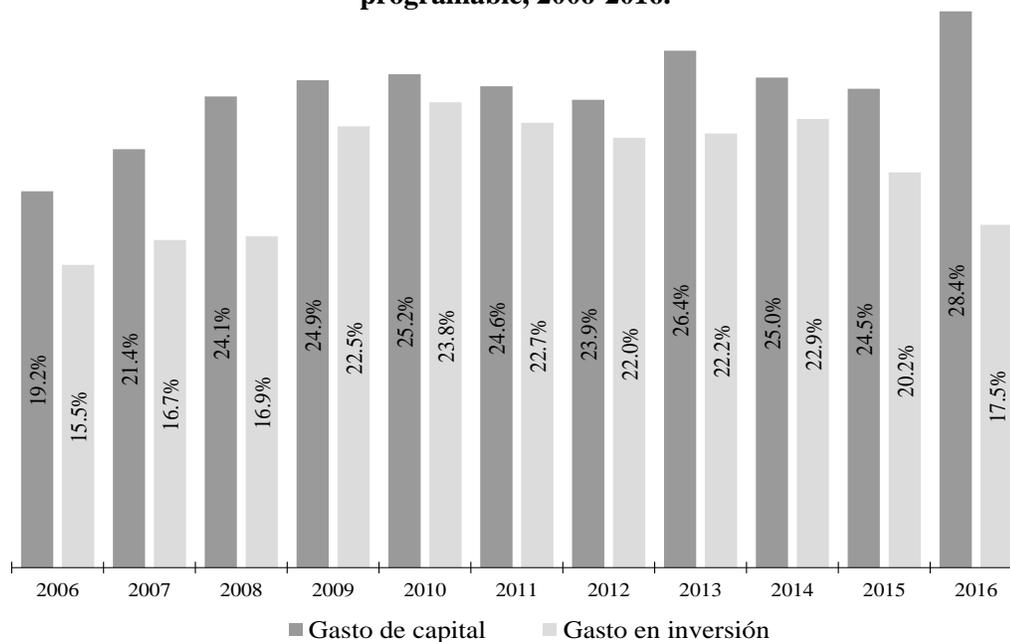
Ante este panorama, en 2015 y 2016, las autoridades hacendarias tomaron la decisión de aplicar medidas de austeridad fiscal, a través de recortes al gasto público, pues por el lado de los ingresos no se podía actuar debido a la vigencia del Acuerdo de certidumbre tributaria por parte del Gobierno Federal. Con ello se busca mantener la estabilidad macroeconómica.

A principios del año 2015, ante la previsibilidad de un escenario de ingresos petroleros bajos y una disminución en la dinámica económica internacional, la SHCP anunció un recorte al gasto por 124.3 mil millones de pesos (Mmdp) a las dependencias y entidades de la Administración Pública Federal, con respecto a lo presupuestado inicialmente en el PEF, de los cuales el 65% se aplicaría sobre el gasto corriente y un 35% recaería sobre el gasto de capital (SHCP, 2015b).

La autoridad hacendaria determinó que PEMEX tendría el mayor ajuste, pues de los 124.3 Mmdp, 62 Mmdp se aplicaría sobre esta empresa. En orden de importancia, a CFE se le ajustaría el gasto en 10 Mmdp y el resto se ajustaría a las demás dependencias de la Administración Pública Federal.

En el mes de febrero del 2016 la SHCP anuncio un ajuste preventivo al gasto por un monto estimado de 132.3 Mmdp, de los cuales, 100 Mmdp se aplicaría a PEMEX, 29.3 Mmdp al Gobierno Federal, 2.5 Mmdp a la CFE y 0.5 Mmdp al ISSSTE. En esta ocasión, en términos porcentuales se determinó que el 60% del ajuste se aplicaría a el gasto corriente, mientras que el 40% al gasto de capital (CEFP, 2016).

**Gráfica 4.4. Evolución del gasto de capital y de inversión como porcentaje del gasto programable, 2006-2016.**



Fuente: elaboración propia con base en cifras Sistema de información económica, del Banco de México. Finanzas públicas, gastos del sector público presupuestario.

Lo anterior deja en claro que en el corto plazo no se tienen planes de asignar más recursos al sector energéticos, sobre todo a PEMEX, para el desarrollo de infraestructura, lo que pone en un riesgo mayor los ingresos de carácter petrolero.

Una de las características más sobresalientes de la asignación del gasto, es que éste ha disminuido en la parte de inversión, en términos del gasto programable. En la gráfica 4.4 se muestra que la inversión experimentó un aumento en términos porcentuales con respecto al gasto programable, de 6.6 puntos porcentuales, entre 2008 y 2009. Sin embargo, aún con una política fiscal contra cíclica, el gasto de inversión ha disminuido progresivamente, en términos relativos desde 2010, llegando a 17.5 % en 2016.

No obstante de lo anterior, el gasto de capital tuvo un comportamiento contrario en el último año de estudio, esto se debe a que en su mayoría fueron colocados en el Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios.

La poca inversión aún con déficit fiscal, contrasta con lo establecido en la teoría de destinar los recursos a la inversión y bienes de consumo duraderos cuyo beneficio se extienda a largo plazo. En el mismo sentido, la deuda pública también merma el acervo de capital del sector privado, tal como se estableció en el Capítulo 1.

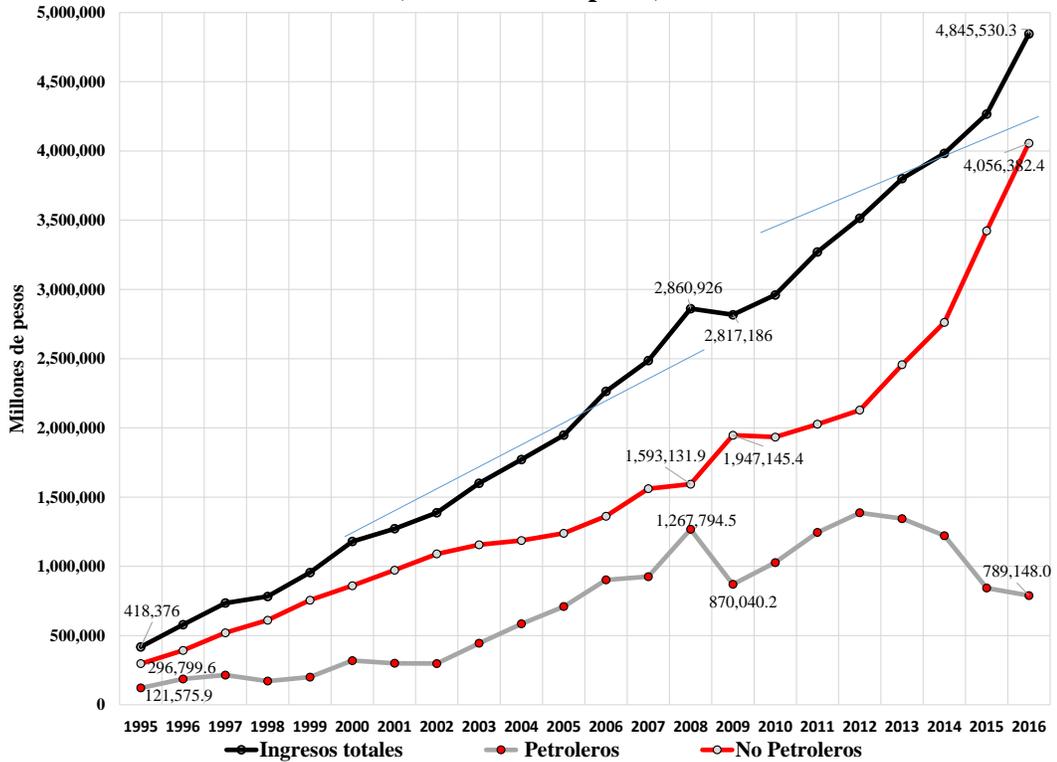
Por otro lado, la desaceleración de los ingresos públicos después de 2009 y hasta el 2014, se debió a diversos factores, como la caída de la demanda interna, al bajo dinamismo de la actividad económica e nivel mundial, una disminución del sector exportador asociada a una caída de la demanda externa y a la fragilidad financiera del sector de la construcción de viviendas (SHCP, 2014).

Lo anterior se puede apreciar en la gráfica 4.5, donde se observa que la línea que marca la evolución de los ingresos totales se ve disminuida desde 2009, en comparación de los años previos. No obstante, se observa también una recuperación notoria en el periodo 2015-2016, con una tasa de crecimiento de aproximadamente 13.5% en términos nominales.

En el apartado 2.2.1 del Capítulo 2, se detalló que los ingresos del sector público presupuestario en México, se pueden clasificar en petroleros y no petroleros. En la gráfica 4.5, se observa que desde el 2006, la evolución de los ingresos petroleros tiene un comportamiento de contrario a la de los no petroleros: cuando los primeros aumentan, lo

segundos disminuyen, aunque no de manera proporcional. Esto se debe a los recursos que se obtuvieron del FEIP.

**Gráfica 4.5. Evolución de los ingresos públicos presupuestarios, 1995-2016  
(en millones de pesos)**

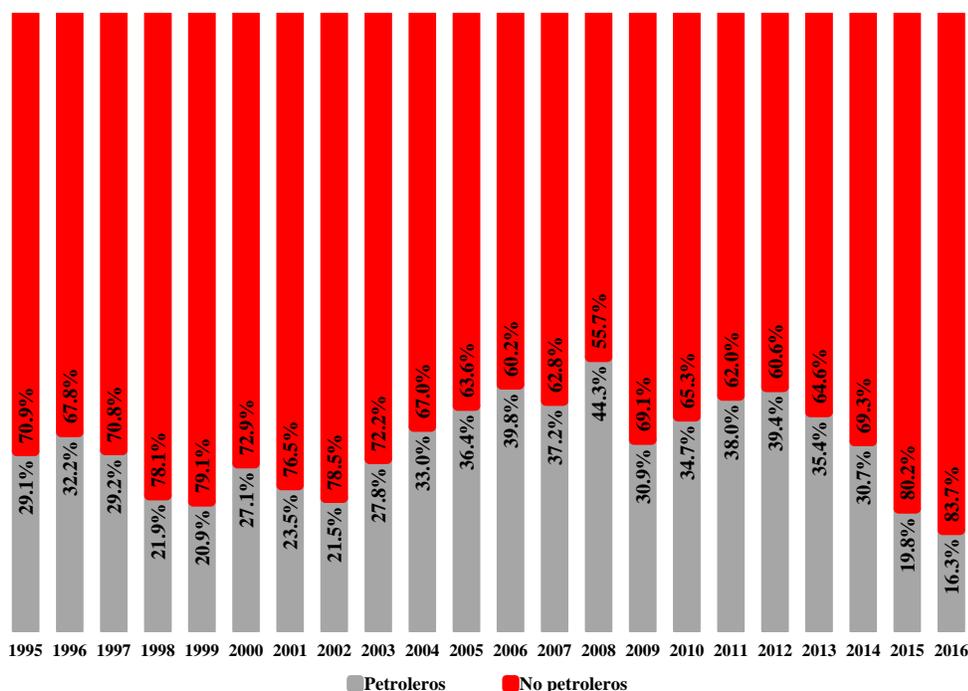


Fuente: elaboración propia con base en cifras Sistema de información económica, del Banco de México. Finanzas públicas, gastos del sector público presupuestario.

Tal como se detalló a lo largo del capítulo 3, los ingresos públicos provenientes de las fuentes petroleras están referenciados en su mayoría a los precios internacionales del barril de petróleo crudo. Esta es la razón por la que en un escenario de precios altos del crudo, la participación de los ingresos petroleros, sobre el total de los ingresos, es significativa en algunos periodos.

Los datos que se presentan en la gráfica 4.6 dan muestra de la evolución del peso relativo que los ingresos petroleros han tenido respecto al total de los ingresos público. Con los datos de esta gráfica, se puede realizar el cálculo promedio participación porcentual de los ingresos petroleros, durante el periodo 2006-2016, al hacerlo, el resultado es de 31.5%, con un máximo record registrado en el año 2008, cuyo valor fue de 44.3%, en contraste con el año 2016, cuya proporción fue de apenas 16.3%, un mínimo histórico.

**Gráfica 4.6. Evolución porcentual de los ingresos públicos presupuestarios, 1995-2016**



Fuente: elaboración propia con base en cifras Sistema de información económica, del Banco de México. Finanzas públicas, gastos del sector público presupuestario

El *shock* petrolero de 2014-2016, provocaron que la participación porcentual de los ingresos petroleros se redujera, pasando de 30.7% en 2014, a 19.8% en 2015 y a 16.3% en 2016.

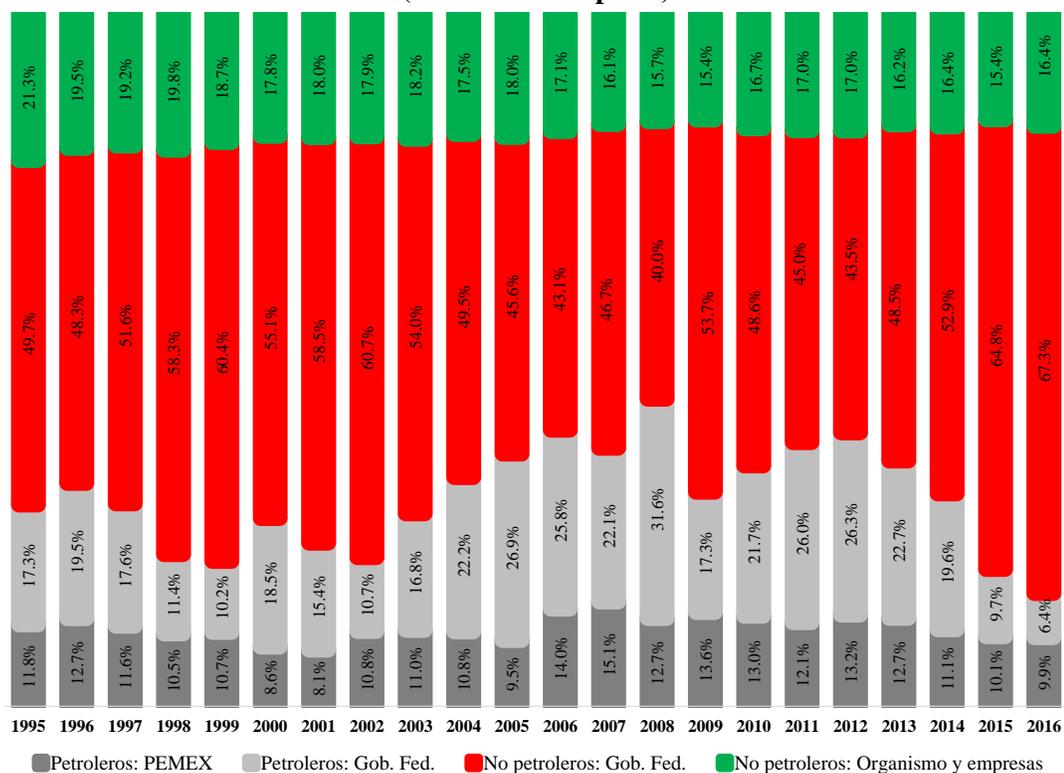
Es cierto que los precios de la MME habían estado muy por debajo de los 34 dólares por barril, y que ello no implicaba una disminución significativa de la participación de los ingresos petroleros en los ingresos petroleros respecto al total. Esto se debe, a que la producción no era tan baja como lo es en el presente.

Como se mostró en la gráfica 4.5, a pesar de la caída en los precios internacionales de petróleo crudo en 2014, los ingresos públicos siguieron una trayectoria creciente; inclusive la tasa de crecimiento del periodo 2015-2016 fue cercana al 13%. Adicionalmente, en el Capítulo 2 se precisó que durante el año 2016 se registraron los precios del petróleo más bajos desde 2014. Teniendo en cuenta que en 2016 los ingresos petroleros fueron de sólo 16%, lo anterior significa que los recursos, que el sector público captó en 2016, provinieron de fuentes distintas a las actividades petroleras, las cuales fueron suficientes para suplir el faltante de los ingresos petroleros.

En adición a lo anterior, en el Capítulo 1 se explicó que la desagregación descendente de los ingresos petroleros puede dividirse en dora partes: los que recauda el gobierno Federal y los ingresos propios de PEMEX, y por otra parte, los ingresos no petroleros que están compuestos por los ingresos propios de las empresas productivas del Estado y de organismos de control presupuestario directo, más los ingresos del gobierno federal. De esta manera, en la gráfica 4.7 se muestra esta desagregación, en términos porcentuales, referenciada a la totalidad de los ingresos del sector público.

Con base en la información presentada en la gráfica 4.7, se puede afirmar que, en términos proporcionales, los ingresos propios de la empresa PEMEX son una parte casi fija de los ingresos públicos, mientras que la parte de los derechos y enteros del Gobierno Federal son la parte variable. Esto se debe a que la recaudación obtenida de los regímenes fiscales de están función de las variaciones de los precios internacionales de petróleo, al mismo tiempo que los ingresos de PEMEX se calculan con la resta aritmética de sus ventas realizadas (internas y externas), menos sus obligaciones fiscales con el Gobierno Federal.

**Gráfica 4.7. Evolución de los ingresos públicos presupuestarios, 1995-2016**  
(en millones de pesos)



Fuente: elaboración propia con base en cifras del Banco de México, Sistema de información económica, Finanzas Públicas, (CG1) - Ingresos y Gastos Presupuestales del Sector Público.

Lo anterior permite comprender por qué los ingresos petroleros han perdido terreno sobre el total de los ingresos del sector público presupuestario: precios del petróleo relativamente bajos con un nivel de ventas que ha venido disminuyendo aceleradamente desde 2014, al igual que la producción.

En cuanto a los ingresos no petroleros, aquellos cuya fuente son de organismos y empresas públicos (distintas de PEMEX), tienen un comportamiento más o menos regular desde el 2006, pues en ese año el porcentaje fue de 17.1%, respecto a los ingresos públicos totales, y en 2016 la cifra fue de 16.4%; es decir, la diferencia, en términos absolutos, entre el primero y el último año es de apenas 0.7 puntos porcentuales. Además, en este mismo periodo, el valor máximo calculado ascendió a 18.2% en 2003, mientras que los mínimos fueron de 15.4% para los años 2008 y 2015. Por consiguiente, se puede afirmar que, en términos proporcionales, los recursos de los organismos y las empresas públicos son una parte casi constante dentro del conjunto de los ingresos públicos totales.

Por otra lado, la gráfica 4.7 también muestra que la mayor parte de los recursos no petroleros provienen de aquellos que recauda el Gobierno Federal, por concepto de ingresos tributarios y no tributarios, acaparando en promedio 50.2% de los ingresos totales del sector público presupuestario, durante el periodo 2006-2016. Un hecho a resaltar en este punto, es que en el año 2016 se llegó a una cifra récord del 67.3% de ingresos no petroleros del gobierno federal, que en conjunto con los organismo y empresas públicos no petroleros, sumaron 83.7% de los ingresos no petroleros totales, tal como se había mostrado en la gráfica 4.6. Así, mientras que los ingresos de organismos y empresas públicos, no petroleros, como proporción de los ingresos totales del sector público, tienen variaciones poco significativas en el tiempo, los ingresos del gobierno federal sufren variaciones significativas cada año, tal como se observa en las barras superiores de la gráficas 4.7.

Es posible desagregar aún más los ingresos no petroleros del gobierno federal, en tributarios y no tributarios, manteniéndolos siempre como referencia al gasto total del sector público, con el fin de detectar específicamente cuál es la parte fluctuante de los ingresos federales no petroleros. Por tanto, si sólo se toma el área roja de la gráfica 4.7, y se marcan en ella los ingresos correspondientes a los tributarios y no tributarios, el resultado obtenido tiene un comportamiento variable en estos rubros, tal como lo marca la gráfica 4.8.

La gráfica 4.8 indica que los ingresos tributarios tienen un mayor peso relativo sobre el total de los ingresos públicos, en comparación de aquellos que provienen de fuentes no tributarias. En efecto, en el año 2006 los ingresos tributario no petroleros representaron el 39.3% de los ingresos públicos totales, mientras que en el 2016 la misma relación fue de 56.1%. Así, durante 2006-2016, el promedio de los ingresos tributarios sobre los ingresos públicos fue de 43%. Este resultado se debe a una recuperación de los ingresos tributarios en los últimos dos años, gracias a las modificaciones tributarias que se derivaron de la reforma hacendaria de 2014, que modificó en gran medida la legislación fiscal.

En este punto cabe precisar que como parte del conjunto de reformas estructurales, a finales del año 2013, el Congreso aprobó una reforma hacendaria, la cual busca un sistema impositivos más fuerte, progresivo y simple, con la incorporar a nuevos contribuyentes a las actividades económicas formales (SHCP, 2014).

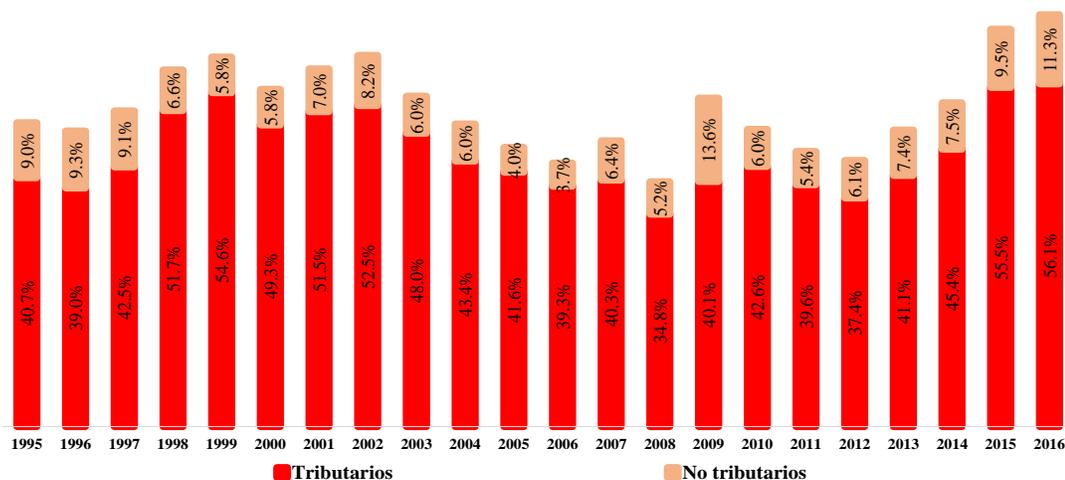
Con la reforma hacendaria se amplió la base tributaria de los principales impuestos: el IVA, el IEPS y el ISR, adoptando las siguientes medidas (CEFP, 2015):

- Se homologó el IVA para todo el territorio mexicano;
- Se estableció un impuesto especial al consumo de combustibles fósiles, plaguicidas, bebidas saborizadas y a los alimentos con alto contenido calorífico.
- Se eliminó el impuesto empresarial a tasa única (IETU).
- Se eliminó el impuesto a los depósitos en efectivo (IDE).
- Se emitió una nueva Ley del Impuesto sobre la Renta (ISR), en un formato más abreviado, para ayudar a los contribuyentes a efectuar sus pagos.

En consecuencia a lo establecido de dicha reforma, en el mes de febrero de 2014, el Gobierno Federal anunció el acuerdo de certidumbre tributaria, en el cual se comprometió, entre otras cuestiones, a lo siguiente:

1. no proponer nuevos impuestos al Congreso;
2. no aumentar las tasas de los impuestos existentes; y
3. no reducir o eliminar los beneficios fiscales ni las exenciones existentes.

**Gráfica 4.8. Estructura porcentual de los ingresos no petroleros del Gobierno Federal, respecto al total de ingresos públicos, 1995-2016.**



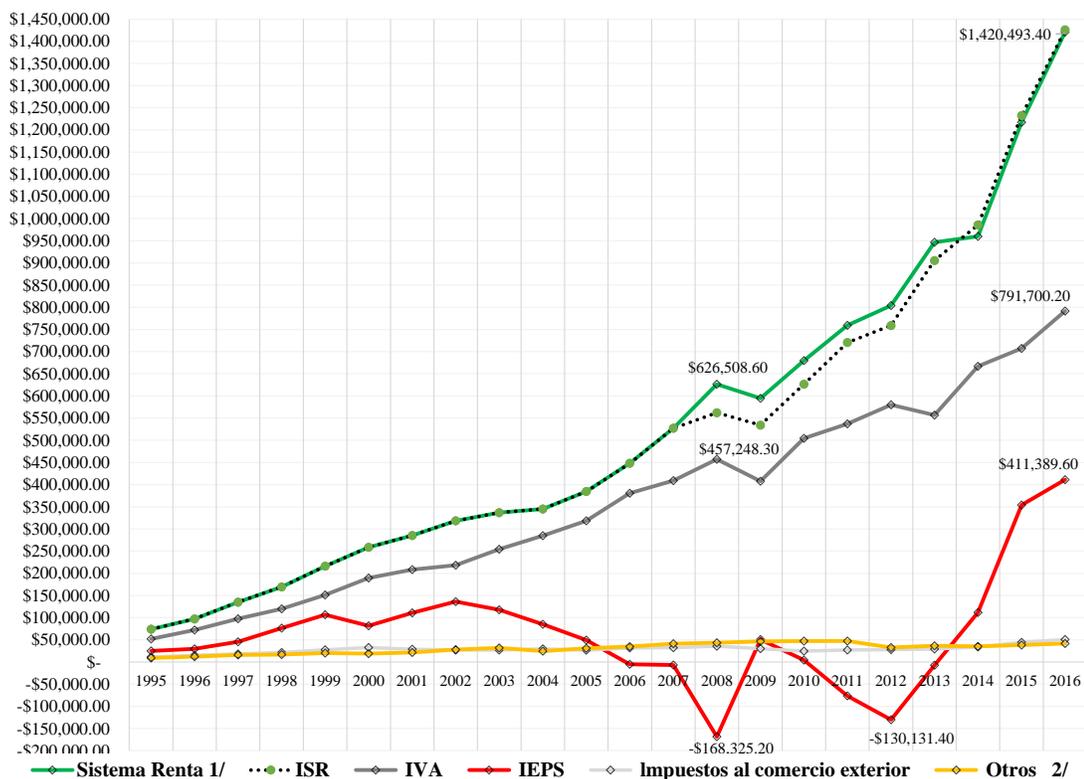
Fuente: elaboración propia con base en cifras del Banco de México, Sistema de información económica, Finanzas Públicas, (CG1) - Ingresos y Gastos Presupuestales del Sector Público.

El acuerdo de certidumbre tributaria tiene una vigencia hasta el 30 de noviembre de 2018, mediante la cual se busca dotar de certeza tributaria a los agentes económicos para la toma de decisiones, además, los tres compromisos antes mencionados se hicieron agrupaba al IVA, al ISR y al IEPS; sin embargo, este acuerdo no fue aplicable para el régimen fiscal al sector energético.

La política tributaria de 2014 tuvo como objetivo que los ingresos fiscales fueran sostenibles en el tiempo, además de fortalecer los ingresos públicos. El resultado que se obtuvo fue positivo e inmediato, pues de 2014 a 2015, la relación de los ingresos tributarios sobre el total de los ingresos públicos logró avanzar poco más de diez puntos porcentuales, pasando de 45.4% a 55.5%. Para 2016 el mismo cálculo representó el 56.1% de los ingresos totales.

Si bien, el resultado mostrado anteriormente en la gráfica 4.8 permite ver que la parte fluctuante de los ingresos no petroleros se ubica dentro los ingresos tributarios del gobierno federal, el rubro de ingresos no tributarios del ha tenido un incremento en términos porcentuales en los últimos dos años. Esto se debe a que el rubro de aprovechamientos tuvo un impulso por los recursos recibidos de Banxico por concepto de remanentes de operación de aproximadamente 31,449 Mmdp en 2015, mientras que para el 2016, los ingresos registrados por el mismo concepto, ascendió a 239,093.8 Mmdp (SHCP, 2016).

**Gráfica 4.9. Ingresos tributarios del Gobierno Federal, 1995-2016 (en millones de pesos)**



Fuente: elaboración propia con base en cifras del Banco de México, Sistema de información económica, Finanzas Públicas, (CG1) - Ingresos y Gastos Presupuestales del Sector Público.

Teniendo en cuenta lo anterior, en la gráfica 4.9 destacan tres impuestos, que en orden de importancia son: el ISR (que junto al IDE y al IETU representan el sistema renta), el IEPS y el IVA. Por otro lado, a los de menor cuantía se han esquematizado con los rubros de impuestos al comercio exterior y de otros; éstos últimos engloban una serie de impuestos que, por un lado han perdido vigencia en algún momentos del periodo de estudio, o que son poco significativos para representarse de manera individual sobre la gráfica.

El sistema renta ha tenido una preponderancia importante, tanto en término absolutos como relativos, sobre el conjunto de todos los impuestos que conforman al sistema tributario mexicano. Cabe resaltar que el término “sistema renta” comenzó a utilizarse a partir del año 2008, cuando entraron en vigor los impuestos a los depósitos en efectivo (IDE) y el empresarial tasa única (IETU) que junto al ISR constituyeron el sistema renta.

En años anteriores a 2008, específicamente en el periodo 2003-2007, la tasa del ISR para personas físicas y morales era del 28% sobre los ingresos y la riqueza de las personas. Posteriormente, en el periodo 2008 a 2013, con la entrada en vigor del sistema renta, la tasa

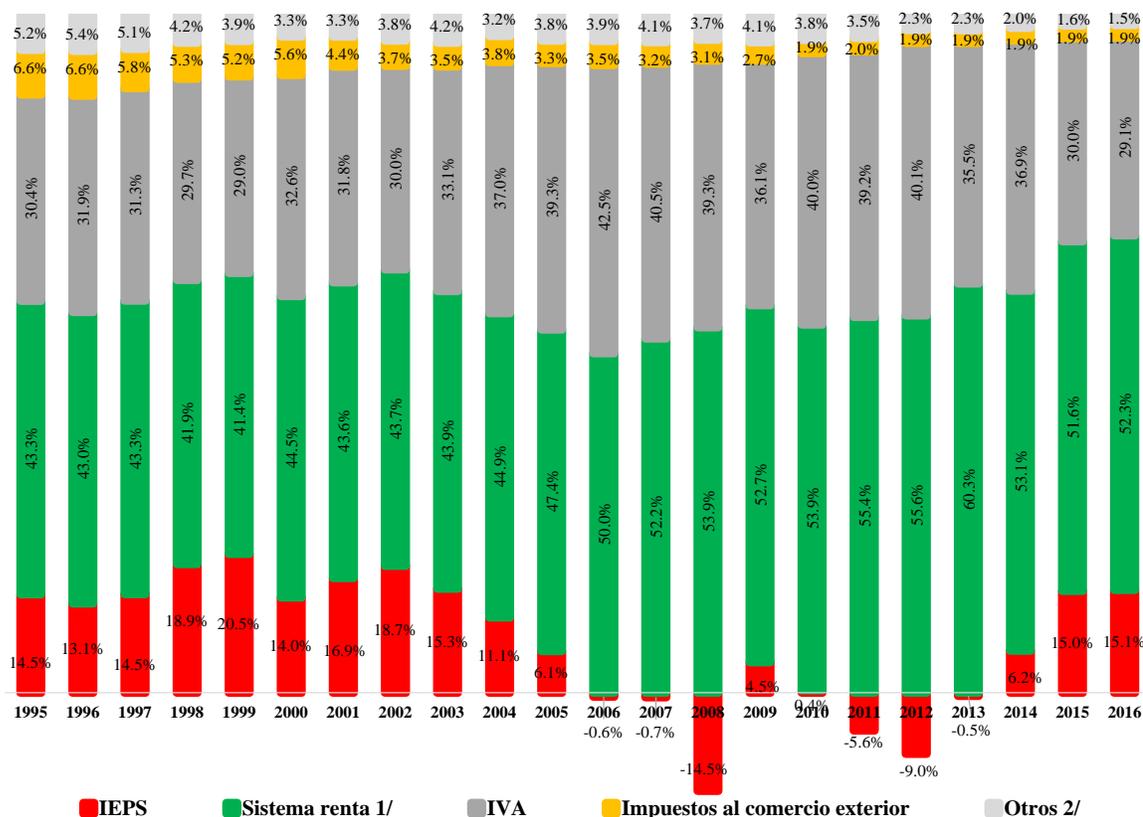
del ISR subió a 30% para personas físicas y morales. Mientras tanto, el IETU, que entró en vigor 2008, consistía en gravar los ingresos de las personas, provenientes de la enajenación de bienes o de prestación de servicios independientes. La tasa aplicable era del 16.5% en 2008, y subió hasta 17.5% en 2013. Por su parte, el IDE, que también entró en vigor 2008, se manejaba con una tasa de 2% sobre los depósitos en efectivo superiores a 25 mil pesos, y de 3% para los depósitos en efectivo superiores a los 15 mil pesos.

Con las modificaciones a las leyes fiscales en 2014, que se derivaron de la reforma hacendaria de 2014, la nueva ley del ISR, publicada en el DOF en 11 de diciembre del 2013, contempló un aumento en las tasas de este impuesto de 30% a 32%, 34% y 35%, aplicable únicamente a las personas físicas, cuyos ingresos anuales fueran respectivamente de 75 mil, un millón y tres millones de pesos. Por su parte, la tasa del ISR para personas morales permaneció en 30%. Además, con esta reforma se abrogó la ley del IETU y del IDE (SHCP, 2015).

Adicional a los puntos anteriores, con el nuevo marco fiscal de la reforma hacendaria de 2014, se buscó ampliar la base del ISR empresarial, eliminando deducciones inmediatas de las inversiones, y reduciendo las deducciones sobre las inversiones en automóviles nuevos y sobre los gastos en el consumo de alimentos en restaurantes. Asimismo, la nueva Ley del ISR busca disminuir los trámites administrativos que implican el cumplimiento del pago de este impuesto, ya que se intensificaron los procesos de automatización de los trámites del ISR y del resto de los impuestos del sistema tributario en general (SHCP, 2015).

Por otro lado, el IVA, un impuesto que se aplica sobre el valor de los bienes de consumo, ha tenido variaciones importantes a lo largo del periodo 2006-2016, debido al cambio de las tasas, ya que en el lapso de 25 años (de 1995 a 2009) las tasas aplicables del IVA, en la frontera norte y en el resto del país, habían permanecido constantes, con valores de 10 y 15 por ciento, respectivamente. Luego, en 2010 vino el primer cambio en las tasas, ya que éstas se aumentaron en un punto porcentual. Por último, en 2014, con la reforma hacendaria, las tasas de la frontera norte y del resto del país se homologaron en una tasa de 16%, la cual permanece vigente hasta el presente (SHCP, 2015).

**Gráfica 4.10. Ingresos tributarios del Gobierno Federal, 1995-2016 (en millones de pesos)**



Fuente: elaboración propia con base en cifras del Banco de México, *Sistema de información económica, Finanzas públicas, ingresos del sector público presupuestario*.

Con base en el análisis anterior, la gráfica 4.10 indica que, con el aumento en las tasas impositivas, la recaudación del IVA, ha tenido un aumento significativo, primero de 2010 a 2013, y luego en los años 2015 y 2016. Por su parte, el ISR también tuvo un desempeño considerable en los últimos dos años. Esto puede significar que el avance recaudatorio de los últimos dos años, es el resultado de la reforma hacendaria de 2014.

Antes de analizar la evolución que ha tenido el IEPS, se insiste en resaltar la importancia del ISR y del IVA sobre el total de los ingresos presupuestarios, ya que en conjunto representan un instrumento eficaz para la coordinación de la política fiscal. Esto se puede verificar, con el esquema de la gráfica 4.10, donde se muestra la evolución porcentual que estos dos impuestos han tenido respecto al total de los ingresos tributarios a lo largo del periodo 2006-2016. Con base en los datos presentados en dicha gráfica, se calcula que el IVA y el ISR tienen un peso relativo promedio de 91% en el periodo 2006-2016. Sin embargo, en los últimos dos años, 2015 y 2016, se observa una reducción porcentual de estos dos impuestos,

respecto del total los ingresos tributarios, pero como se estudió en párrafos anteriores, no se debió una disminución recaudatoria, sino a que la recaudación del IEPS que ha ganado terreno desde 2014.

El IEPS es un impuesto que data de 1980 (DOF:30/12/1980), el cual establece que las personas que enajenen o importen los bienes que se señalan en su ley respectiva serán causantes del pago de dicho impuesto. Los bienes causantes de este impuesto se especifican en el Artículo 2 de su ley, que por mencionar algunos, se hallan las bebidas alcohólicas de diferentes grados, los tabacos labrados, los combustibles fósiles, las bebidas azucaradas, los alimentos con alto contenido calórico, entre otros.

De todos los productos que este impuesto grava, las gasolinas y el diésel son los dos bienes han contribuido en mayor cuantía a la recaudación del IEPS, pues tan sólo en 2016 se recaudó la cantidad de 277,263.90 mdp, mientras que el resto de los bienes gravados con este impuesto, generaron ingresos por 134,125.70 mdp. No obstante, durante los periodos en que las autoridades hacendarias subsidiaron el consumo de las gasolinas y el diésel, cuyo el efecto total fue negativo.

Si se toma como referencia el año 2008, cuando la contribución total del IEPS tocó el mínimo histórico de -168,325.2 mdp, las gasolinas tuvieron una participación negativa de 217,609.1 mdp, mientras que el resto de los bienes gravados generaron 49,283.9 mdp.

Por otro lado, en el capítulo 3 se definió la metodología establecida en el artículo 2-A de la Ley del IEPS, que permitía a la SHCP determinar mensualmente las tasas del IEPS para cada terminal de almacenamiento y reparto de PEMEX, así como para cada tipo de producto. Con esto, los precios al consumidor de las gasolinas y del diésel se modificaban mensualmente, según lo determinara la SHCP, en coordinación con la Secretaría de Economía, para cumplir con el estipulado en la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal (LOAPF), de establecer y revisar los precios y tarifas de los bienes de la administración pública federal. Por esta razón es que se aplicó una política de precios administrados sobre los energéticos por parte del Gobierno Federal (Tépach M., Reyes, 2015).

Anterior a 2016, la política de precios de petrolíferos, tuvo una estructura de costos, cuyos componentes principales eran los precios calculados al productor y al consumidor:

Los precios al productor buscaban reflejar el costo de oportunidad en una economía abierta, es decir. En otros términos, el precio al productor que los combustibles tenían en México era aquel que tendría en el mercado internacional, ajustado por las diferencias de calidad y por la logística del transporte y del manejo. El precio internacional que se tomaba como referencia era precio *spot* del mercado de gasolinas en Houston o de la Costa del Golfo estadounidense (SENER, 2012).

Por su parte, los precios finales al público se calculaban sumando al precio del productor, más los costos de flete y transporte, más el margen comercial de los expendedores (franquicitarios), más el IVA, más el IEPS.

De este modo, la política de precios administrados pretendía que PEMEX no actuara como una figura monopolio al interior del país, sino que buscaba simular condiciones similares a una estructura de mercado competitiva (SENER, 2012), es por ello que al fijar los precios de las gasolinas y el diésel, se tomaba como referencia el nivel de precios *spot* de las gasolinas y el diésel de los Estados Unidos de América (EUA), ya que en este país la estructura de mercado para estos productos ha sido competitiva. En términos teóricos implica que en escenarios de competencia, los precios tienden a bajar, siendo el consumidor el más beneficiado.

Por otro lado, en el capítulo 3 se especificó que el IEPS sobre las gasolinas y el diésel se podía calcular como la diferencia entre el precios de venta al público en México, menos el precios de venta en el mercado *spot* de Houston o la Costa Golfo estadounidense, ello sin tomar en cuenta el IVA, el margen comercial y los fletes. Así, en los regímenes fiscales de PEMEX, el Gobierno Federal aumentaba las tasas del IEPS para los combustibles cuando los precios del petróleo eran bajos, y las disminuía cuando los precios del crudo eran altos. Esto tenía la finalidad disminuir el impacto causado por la volatilidad de los precios en las gasolinas y el diésel sobre los consumidores.

Con la entrada en vigor el régimen fiscal de 2006, por ley se estableció que en caso de que las tasas del IPES resultaran negativas, entonces PEMEX podía disminuir el monto nominal resultante sobre el impuesto al valor agregado y del. Después, partir del régimen fiscal de 2010, en la LIF se determinó que cuando las tasas mensuales del IEPS resultaran negativas,

PEMEX refinación no efectuarían los pagos diarios provisionales que se estipulaban en dicha Ley.

Las acciones legislativas en que se sustentó el régimen fiscal del sector hidrocarburos forjaron la viabilidad de que el Gobierno Federal pudiera subsidiar el consumo de los combustibles, bajando las tasas del IEPS, en detrimento de los ingresos públicos. En otros términos, se transfirieron recursos a los consumidores de gasolinas y de diésel por un mecanismo de precios.

Tomando en consideración que la tasa IEPS a los petrolíferos se calculaba con base el diferencial de precios entre el mercado nacional y el de los Estados Unidos, la figura 4.1 presenta tres gráficas que corresponden a la evolución de dichos precios nacionales y los de referencia.

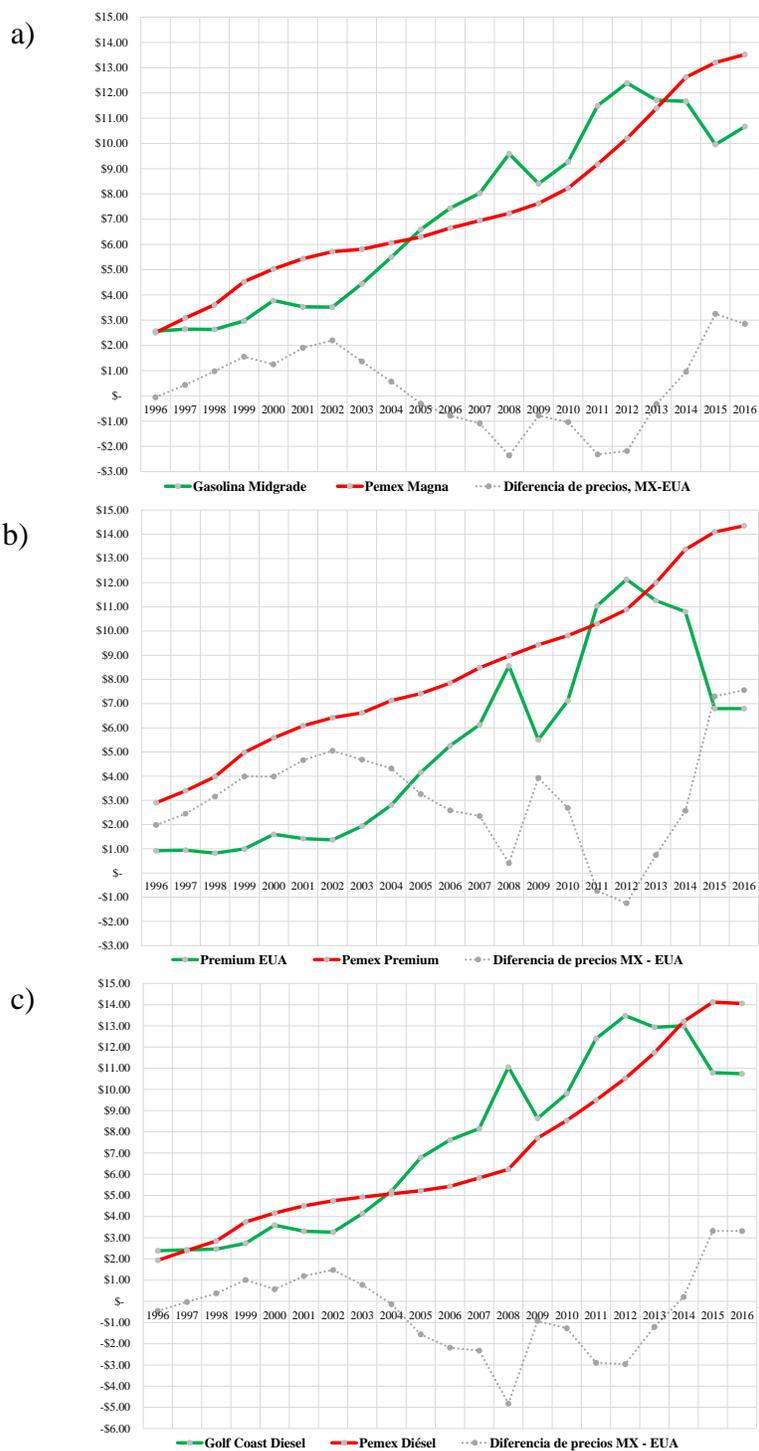
Los precios de las gasolinas comercializadas en México: Pemex Magna y Pemex Premium, se establecen en función de los precios de las gasolinas Unleaded Regular 87 (o gasolina Midgrade) y Unleaded Regular 87/Unleaded Premium 93, respectivamente, ambas de la Costa Golfo de los Estados Unidos (Tépach M., Reyes, 2015).

En la figura 4.1 se presentan por separado las gráficas correspondientes a los dos tipos de gasolinas que se comercializan en el mercado mexicano, en comparación a sus homólogas en el mercado estadounidense de la Costa Golfo.

Por su parte, la determinación del precio nacional de Diésel (Pemex Diésel), representado en la tercera gráfica de la figura 4.1, se establece en función de los precios del Diesel Ultra Low Sulfur, comercializado en la misma región estadounidense.

Las tres gráficas de la figura 4.1, correspondientes a la comparación de los precios de las gasolinas PEMEX Magna, PEMEX Premium y PEMEX Diesel, y sus homólogas en los mercados de Estados Unidos, comparten tres características en común:

**Figura 4.1. Relación de los precios de las gasolinas y diésel en México y EUA (pesos/lit.)\***



\*Calculado con el tipo de cambio Peso-dólar E.U.A., publicado en el DOF, para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera. Cotizaciones promedio.

Fuente: elaboración propia con datos del Sistema de Información Energética (SIE) de México y de la *Energy Information Administration (EIA), Weekly Retail Gasoline and Diesel Prices*, de los Estados Unidos de América.

1) Los precios de los combustibles automotores en los Estados Unidos siguen una trayectoria similar a las de los precios internacionales del petróleo crudo. Esto se debe a que ese país el precio del petróleo tiene un peso relativo del precio final hasta en un 68% cuando los precios del crudo son demasiado altos (U.S. Energy Information Administration, EIA, 2016).

2) Los precios de los combustibles automotores en México han tenido una trayectoria siempre creciente desde 1995. Además no muestra una correlación positiva o negativa con relación al comportamiento de los precios internacionales del petróleo crudo.

3) Si a los precios de los combustibles del mercado mexicano se les resta los observados en el mercado estadounidense del mismo periodo, el resultado arroja un comportamiento similar a la pérdida de recaudación tributaria mostrada anteriormente en la gráfica 4.9.

En consecuencia, se puede afirmar que el subsidio a las gasolinas y el diésel sí ocasionó pérdidas de recaudación reales en los ingresos tributarios, a partir de 2006, cuando hubo periodos en que los precios de las gasolinas en Estados Unidos fueron, en términos relativos, más caras que en México.

Hoy en día el mercado de las gasolinas en México se encuentra en vías de transitar hacia una estructura de mercado competitiva, dejando de lado el antiguo régimen de monopolio estatal. En efecto, derivado de la reformas energética y hacendaria de 2014, la nueva Ley de Hidrocarburos, en su artículo decimocuarto, establece que en el lapso de los años 2015-2017 la regulación de los precios máximos al público de gasolinas y diésel será establecida por el Ejecutivo Federal mediante acuerdos, para que posteriormente, en 2018 el mercado de estos combustibles quede completamente liberalizado, dejando fluctuar los precios en función de la oferta y la demanda que estos productos tengan.

El 01 de enero de 2015 se publicó en el DOF el primer decreto de regulación de precios máximos, en el que se dictaba un precio máximo perdurable para todo el año, sobre la gasolina Pemex Magna, Pemex Premium y el Diésel, estableciéndose que dichos precios tendrían un único incremento de 1.9% respecto del precio aplicado en diciembre de 2014. De esta manera, el precio de la gasolina PEMEX Magna se vendió a los 13.57 pesos por litro, la Premium en 14.38 pesos por litro y el PEMEX Diésel en 14.20.

Lo anterior se aplicó a la mayor parte del territorio nacional, pues se dejó fuera a la zona fronteriza del norte, ya que ésta se estuvo sujeta a la política de precios homologados y

escalonados determinada por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, vigente durante el ejercicio fiscal de 2014 (DOF 01/01/2015, Acuerdo 016/2014).

En cambio, en el año 2016 se volvió a un esquema de deslizamientos mensuales del precio de las gasolinas y el diésel; sin embargo, en esta ocasión se estableció un límite mínimo y un límite máximo, de precios que prevalecerían durante todo el 2016. Esto tenía como fin que los expendedores de combustibles pudieran competir, fijando sus precios por debajo de los límites establecidos a finales de 2015 en el *Acuerdo por el que se da a conocer la banda de precios máximos de las gasolinas y el diésel para 2016 y otras medidas que se indican* (DOF24/12/2015). En el cuadro 4.1 se muestran las bandas de precios aplicables en 2016.

Durante 2016, la SHCP establecía de manera mensual los precios máximos ajustados por la inflación, procurando que este establecimiento de precios mensuales se ubicara dentro de la banda de precios anuales descritas previamente.

**Cuadro 4.1 Banda de precios aplicable a combustibles en 2016 (pesos por litro).**

<b>Tipo de combustible</b>	<b>máximo</b>	<b>mínimo</b>
Gasolina menor a 92octanos	\$13.98	\$13.16
Gasolina mayor o igual a 92 octanos	\$14.81	\$13.95
Diésel	\$14.63	\$13.77

Fuente: Acuerdo por el que se da a conocer la banda de precios máximos de las gasolinas y el diésel para 2016 y otras medidas que se indican, DOF: 24/12/2015.

Por ley (la LH), a partir del 1o. de enero de 2017, la SENER podría otorgar permisos para importar gasolinas y diésel. En caso de que las condiciones de mercado lo permiten, los permisos podrías adelantarse. Bajo esa óptica, en el mes de febrero de 2016 el Ejecutivo determinó que la importación de gasolinas se adelantaría a ese año, otorgando los permisos correspondientes partir del 01 de abril (DOF: 23/02/2016). Con esto, se lograría la incorporación de nuevos competidores en el mercado de gasolinas y diésel, con lo que se aseguraba que PEMEX no sería el único proveedor de combustibles. Sin embargo, los competidores seguían sujetos a los precios mínimos y máximos de 2016, con lo que se podría hacer arbitraje bajando los precios por debajo del límite máximo, pero no por debajo del límite mínimo.

Los acuerdos emitidos en 2015 y 2016, estaban focalizados en que la liberalización del mercado fuera de forma gradual, pues lo que se tiene planeado para 2017, según el *Cronograma de flexibilización de precios de gasolinas y diésel*, publicado en el DOF el 27 de diciembre de 2017, es que los precios se liberalizarán por etapas, comenzando por las estado que colindan con los Estado Unidos.

Con el análisis que se ha realizado sobre los ingresos del sector público presupuestario, se ha podido ver que a pesar de la reciente caída de los ingresos petroleros, hubo fuentes de ingresos suficientes que evitaron una caída en el conjunto de los ingresos públicos. Lo que se pudo observar es que en gran medida, fue gracias a un aumento significativo de los ingresos no petroleros del gobierno federal, específicamente los de carácter tributario (como el IVA, el IEPS e ISR) y por un aumento en los aprovechamientos, los cuales tuvieron un impulso gracias a los remanentes del Banco de México.

El incremento nominal de los ingresos públicos totales entre 2015 y 2016 fue de 578,540.8 Mmdp. De éstos, el conjunto de los principales impuestos representó el 58% en cifras redondas, mientras que los aprovechamientos representaron el 23%, gracias a los remanentes operativos del Banco de México.

Con esto se concluye que la reforma hacendaria sí ha tenido grandes alcances, lo cual ha ocasionado un aumento significativo en los ingresos tributarios, sin embargo, el nivel de ingresos totales no ha logrado igualar a los egresos del sector público presupuestario.

## Conclusiones y propuestas

De acuerdo con la teoría impositiva, los hacedores de la política tributaria no tomaron en cuenta los principios de neutralidad impositiva al momento de elegir un régimen fiscal para PEMEX, puesto que su sistema tributario modificó negativamente el funcionamiento del mecanismo de mercado, concerniente a sus decisiones de inversión y de comercio. Asimismo, el principio de certeza no fue correctamente aplicado, porque el IEPS no fue del todo inteligible en sus los pagos, así como tampoco se estimó de manera acertada el monto de la recaudación, al no contar con un mecanismo que ayudara equilibrar las finanzas públicas cuando los precios fueran bajos.

En la reforma energética de 2014 no se habla de estrategias para fortalecer parte de la cadena de valor de procesamiento del petróleo, pues con el proceso apresurado de permisos para el expendio de gasolinas al público, lo que se hace es reforzar las actividades de *midstream*, para reducir la carga comercial de estos productos a PEMEX. Es por ello que en los últimos dos años se observó el mayor incremento en los volúmenes de importación de petrolíferos.

El hecho de que la balanza de productos petrolera, por el lado de las importaciones, tenga como principal componente el valor de las gasolinas y del diésel, habla de un descuido en las actividades de *downstream*. En el sucesivo, es evidente que se debe eliminar este subsidio, al mismo tiempo en que los recursos públicos que se recauden por esta vía, sean destinados a proyectos que promuevan el uso de energías limpias y el uso del transporte público, haciéndolo más eficiente, así como subsidiarlo ante variaciones adversas del exterior, ya que con ese mecanismo no se crean presiones inflacionarias.

Una de las conclusiones importantes, es que anteriormente el costo de oportunidad de ayudar a PEMEX en sus finanzas empresariales, era una disminución de los ingresos sobre las finanzas públicas, y a la inversa, si se recaudaba el mismo nivel de ingresos públicos, generados por la venta de petróleo, entonces los beneficios a no eran extensibles a PEMEX. Lo cierto es que en la actualidad ya no existe esta opción, pues de acuerdo con los indicadores petroleros, el panorama comercial del sector hidrocarburos es poco alentador en el corto plazo, al igual que el grado de apalancamiento financiero de PEMEX.

Los datos muestran que desde hace más de dos décadas los ingresos petroleros son una fuente importante de recursos públicos, por lo que tratándose de una fuente no renovable, y no recuperable, se tiene que acelerar el proceso de despetrolización de las finanzas públicas. Una alternativa es que con la flexibilización del nuevo régimen se comience plantear una reforma hacendaria con mayores alcances, y que sea sostenible en el largo plazo. Ello teniendo en consideración que por Ley se generará ahorro de largo plazo, lo que ayudará a ganar tiempo.

El régimen fiscal mantiene una aún una postura recaudatoria, con la salvedad de que ahora tiene que establecer ciertos límites anuales de transferencias ordinarias. Sin embargo, la LFMPED establece que pasando ciertos límites monetarios, éstos serán añadidos a TESOFE. Esto es un mecanismo que puede llevar a los vicios del viejo régimen fiscal, pues de debe precisar desde un inicio el destino específico de dichos recursos. Una propuesta es que se destinen un fondo nacional de pensiones.

Por otra parte, se debe aprovechar la oportunidad de que las nuevas inversiones buscan aumentar la producción de petróleo, sin embargo, por tratarse de un recurso natural finito, las transferencias realizadas al Presupuesto de Egresos deben disminuir a una razón constante, una vez que se consoliden las Rondas realizadas por el Estado. Una alternativa es que en un horizonte de cinco años, el peso relativo de las transferencias ordinarias en términos del PIB comience a disminuir en una razón de 0.5 o 1 puntos porcentuales cada año. Esto además incentiva a las autoridades hacendarias a implementar una política fiscal sostenible.

El nuevo régimen fiscal en materia de hidrocarburos es sostenible, debido a que contempla las diferencias geológicas y las nuevas condiciones de riesgo de extracción, además el Estado compartirá estos riesgos con el sector privado. De hecho se puede afirmar que ésta es una gran ventaja que ofrece el nuevo régimen fiscal, respecto a los anteriores, en los que solamente se contemplaban grandes bloques establecidos en campos (como el Paleocanal de Chicontepec y de Aguas Profundas).

El hecho de que exista un fondo público, resguardado bajo la decisiones del Banco de México, en el que cual, se administren los ingresos petroleros del Estado, garantiza que los ingresos derivados de la maximización de la renta petrolera no podrán dejarse a expensas de

lo que dicte la autoridad hacendaria más allá de cierto límites, ya que ahora se tiene bien ubicado en el destino de estos recursos, dejando sólo una parte constante sobre para el PEF.

Las diferencias entre los regímenes fiscales de los Asignatarios y Contratistas deberían desaparecer con el paso del tiempo, en un horizonte de cuatro a cinco años, para que una vez completado el proceso de licitaciones, el terreno sea parejo para todos, enfocando a los Asignatarios a obtener mayores utilidades netas, las cuales deberán ser entregadas al Estado, por medio del FMPED.

Para incentivar la entrada de nuevas empresas a la industria petrolera, PEMEX puede aplicar un plan agresivo de *farm-outs*, para compartir los riesgos geológicos, lo que además ayudará a reducir su poder monopólico, incentivando la competencia del mercado de exploración y producción.

Los datos históricos, no sólo indican que existe un alto riesgo de la estabilidad económica del país, sino que también está en riesgo la seguridad energética. Es necesario buscar mecanismos inhiban estos resultados, tanto en las actividades de exploración y producción, como en actividades secundarias.

El subsidio a las gasolinas y el diésel distorsionó los patrones de consumo de manera negativa, ocasionando que se incrementaran sustancialmente los volúmenes combustibles que se redujera sustancialmente la recaudación fiscal. Con relación a este punto, se dejó de lado que se trata de un bien que causas externalidades negativas, ya que su uso emite contaminantes al aire.

Con relación al subsidio de combustibles para autos, se pueden crear incentivos fiscales solamente cuando los combustibles sirvan como insumos en las actividades industriales y productos, siempre y cuando se limite a ciertas cantidades. Esta medida evitará que se creen efectos inflacionarios a causa de los energéticos.

Existen factores exógenos que repercutirán en el mercado de hidrocarburos, siendo el precio del petróleo el principal elemento, sin embargo existen también factor endógenos como la producción y el régimen fiscal, los cuales se pueden aprovechar sacar mejor partida del juego petrolero y de los hidrocarburos en general. Una opción que a PEMEX comience a proponer a las autoridades una serie de migración de contratos que le permita, ser más

independiente en el mediano plazo, que es el tiempo aproximado en el que se tiene planeado completar el proceso de las Rondas del Estado.

Otra de las ventajas que tienen las finanzas públicas, con el actual régimen, es que una parte fija de los ingresos petroleros se destina al PEF (4.7% del PIB) de forma anual, mientras que el resto se destina al ahorro de largo plazo. Así, en caso de que las transferencias ordinarias sean inferiores al monto establecido por ley, se tomará partida del ahorro generado. Sin embargo, una propuesta es eliminar estas transferencias, hasta que el Estado no etiquete estos recursos contingentes, como lo es el pago de la deuda.

Como se mencionó a lo largo de este trabajo, el principal objetivo de PEMEX como empresa pública, es de la generación de valor económico en las actividades del sector hidrocarburos, en beneficio de la sociedad mexicana. Sin embargo, esto se puede hacer sin que el Estado sea el controlador directo de la empresa.

Se ha dado un paso muy importante al no permitir que la SHCP tenga injerencia en los proyectos comerciales de PEMEX, pero aún falta darle mayor libertad a la empresa para asociarse, ya que si el Secretario de hacienda tiene funciones en el Consejo de PEMEX, se pone en riesgo las decisiones comerciales de ésta.

Una empresa en un mercado competitivo tiene los objetivos de maximizar sus beneficios, que no van acorde a los objetivos del Estado. Lo que se propone es que el Consejo de Administración sea más independiente de la autoridad central del Estado. Además, para obtener el mayor beneficio económico en favor del Estado, el director de PEMEX debe ser remunerado con base en sus resultados obtenidos, tal como lo haría cualquier gerente de una empresa. Con relación, esta medida se puede extender a los altos mandos de PEMEX.

Adicional a todo lo anterior, se debe tener en consideración que la reforma energética, en materia de hidrocarburos, aún no se ha instaurado por completo, pues de las cuatro Rondas que se tiene planeadas, al 2016 el proceso de licitaciones iba a poco menos de la mitad.

Los ingresos del gobierno federal, petroleros y no petroleros, han presentado mayores variaciones en el periodo 2006-2016, en comparación de aquellos que provienen de organismo y empresas públicos.

El régimen fiscal anterior a 2015 tenía la característica de depender en su totalidad de los precios del petróleo, mientras que el régimen fiscal actual tiene un componente fijo, correspondiente a las áreas licitadas, y un componente variable que sigue aplicando tasas progresivas en función de los precios.

Se han tenido avances positivos en el sistema tributario no petrolero, pero estos ingresos siguen siendo insuficientes para cubrir el gasto público, pues sólo representan el 56% del ingreso total. Además, los remanentes del Banco de México han ayudado a disminuir la deuda en 2016, ya que por ley se debe destinar el 70% de estos recursos a «la amortización de la **deuda** pública del Gobierno Federal contratada en ejercicios fiscales anteriores o a la reducción del monto de financiamiento necesario para cubrir el **Déficit** Presupuestario» (ver el artículo 19 Bis de la LFPRH).

## Referencias

- Allan, C. (1974). *Teoría de la tributación*. Madrid: Alianza editorial.
- ANH. (24 de 03 de 2017). *La cadena del sector hidrocarburos*. Obtenido de <http://www.anh.gov.co>:  
<http://www.anh.gov.co/portalregionalizacion/Paginas/LA-CADENA-DEL-SECTOR-HIDROCARBUROS.aspx>
- Antonio Hernández. (27 de julio de 2016). Fitch baja calificación a PEMEX y a la CFE. *El Universal*. Recuperado el 10 de septiembre de 2016, de  
<http://www.eluniversal.com.mx/articulo/cartera/finanzas/2016/07/27/fitch-baja-calificacion-pemex-y-la-cfe>
- Arriaga C., E. (2001). *Finanzas Públicas de México*. México: Instituto Politécnico Nacional.
- Ayala E., J. (1997). *Economía Pública. Una guía para entender al Estado*. México: Facultad de Economía, Universidad Nacional Autónoma de México.
- Ayala Espino, J. (1999). *Economía del sector público mexicano*. México: Facultad de Economía, Universidad Nacional Autónoma de México.
- Banco de México. (2017). *Implementación de la Sexta Edición del Manual de Balanza de Pagos del FMI*. Recuperado el 06 de 08 de 2017, de <http://www.banxico.org.mx>:  
<http://www.banxico.org.mx/documentos/%7B8FA1D7F6-FCEE-7CAD-8DB1-979B1102CD47%7D.pdf>
- Banco de México. (s.f.). *Glosario*. Recuperado el 14 de noviembre de 2016, de  
<http://www.banxico.org.mx>:  
<http://www.banxico.org.mx/divulgacion/glosario/glosario.html>
- Banco de México. (s.f.). *Sistema de Información Económica*. Recuperado el 23 de octubre de 2016, de [www.banxico.org.mx](http://www.banxico.org.mx):  
<http://www.banxico.org.mx/SielInternet/consultarDirectorioInternetAction.do?accion=consultarCuadro&idCuadro=CG2>
- Banco-Mundial. (2016). *World Development Indicators: Total natural resources rents (% of GDP)*. Recuperado el 02 de mayo de 2017, de <http://databank.worldbank.org>:  
<http://databank.worldbank.org/data/reports.aspx?source=2&series=NY.GDP.TOTL.RT.ZS,NY.GDP.PETR.RT.ZS,NY.GDP.NGAS.RT.ZS,NY.GDP.COAL.RT.ZS,NY.GDP.MINR.RT.ZS,NY.GDP.FRST.RT.ZS#>
- Calzada F., F. (2006). *Nuevo régimen fiscal de PEMEX. Dilemas de una reforma hacendaria*. Tabasco: CEPAK S.A. de C.V./Universidad Juárez Autónoma de Tabasco.
- Cárdenas G., J. F. (2009). *En defensa del Petróleo*. Distrito Federal: Universidad Nacional Autónoma de México.
- CEFP. (Febrero de 2005). *El Ingreso Tributario en México*. Obtenido de [www.cefp.gob.mx](http://www.cefp.gob.mx):  
<http://www.cefp.gob.mx/intr/edocumentos/pdf/cefp/cefp0072005.pdf>
- CEFP. (2007). *Mmanual de "Presupuesto de Egresos de la Federación"*. Obtenido de [www.cefp.gob.mx](http://www.cefp.gob.mx): <http://www.cefp.gob.mx/intr/edocumentos/pdf/cefp/cefp0582007.pdf>

- CEFP. (2008). *Puntos Relevantes de la Reforma Energética, 2008*. Obtenido de <http://www.cefp.gob.mx>:  
<http://www.cefp.gob.mx/intr/edocumentos/pdf/cefp/2008/cefp0732008.pdf>
- CEFP. (2008b). *Puntos Relevantes de la Reforma Energética* . Obtenido de <http://www.cefp.gob.mx>:  
<http://www.cefp.gob.mx/intr/edocumentos/pdf/cefp/2008/cefp0732008.pdf>
- CEFP. (2014). *Nota informativa: Presupuesto para Adeudos de Ejercicios Fiscales Anteriores*. Obtenido de <http://www.cefp.gob.mx>:  
<http://www.cefp.gob.mx/publicaciones/nota/2014/noviembre/notacefp0662014.pdf>
- CEFP. (31 de julio de 2015). *Consideraciones de la Refoma Hacendaria*. Recuperado el 2016 de agosto de 23, de <http://www.cefp.gob.mx/>:  
<http://www.cefp.gob.mx/publicaciones/nota/2015/julio/notacefp0202015.pdf>
- CEFP. (19 de febrero de 2016). *Ajuste Preventivo al Presupuesto de 2016* . Recuperado el 2016 de marzo de 02 , de <http://www.cefp.gob.mx>:  
<http://www.cefp.gob.mx/publicaciones/nota/2016/febrero/notacefp0042016.pdf>
- CEFP. (04 de enero de 2016b). *Indicadores y Estadísticas (Macroeconomía)*. Obtenido de Centro de Estudios de las finanzas Públicas: [http://www.cefp.gob.mx/Pub\\_Macro\\_Estadisticas.htm](http://www.cefp.gob.mx/Pub_Macro_Estadisticas.htm)
- Clavellina M., J., & Péres B., N. (2015). Los cuatro pasos para entender el nuevo juego del sector hidrocarburos. (S. d. República, Ed.) *Revista Pluralidad y Consenso*, 68-89.
- Clavellina Miller, J. (2014). Reforma Energética, ¿era realmente necesaria? (UNAM, Ed.) *Revista Economía Informa*(385), 3-45.
- Cortés J., D. J. (s.f.). *Asignatura de Estructura Jurídica. Unidad I: Jerarquía del orden jurídico mexicano*. Obtenido de [cvonline.uaeh.edu.mx](http://cvonline.uaeh.edu.mx):  
[http://cvonline.uaeh.edu.mx/Cursos/BV/S1801/unidad1/lec\\_14\\_Jerarquia\\_del\\_derecho.pdf](http://cvonline.uaeh.edu.mx/Cursos/BV/S1801/unidad1/lec_14_Jerarquia_del_derecho.pdf)
- CRE. (2016). *CRE, ¿Qué hacemos?* Recuperado el 14 de diciembre de 2016, de <http://www.gob.mx/cre>: <http://www.gob.mx/cre/que-hacemos>
- De La Vega N., Á. (1999). *Evolución del componente petrolero en el desarrollo y la transición de México*. Mexico: UNAM.
- Del Campo U., S., Marsal, J., & Garmendia, J. (1987). *Diccionario de la ciencias sociales, Vol. I.*, Barcelona: Planeta Agostini.
- Del Río M., J., Rosales R., M., & Pérez B., N. (2015). Más vale tarde que nunca: ¿Qué es, cómo funciona y cuál es el potencial del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo? *Revista Pluralidad y Consenso*, 5(24), 26-43.
- Dornbusch, R., Fischer, S., & Startz, R. (2004). *Macroeconomía*. México: McGrawHill.
- El financiero. (23 de agosto de 2016). S&P cambia a negativa la perspectiva crediticia de México . *El financiero*.
- Estrada, L. (2015). ¿Por qué son más caros los petrolíferos en México? *Revista Energía a Debate*, 43-45.

- FMPED. (s.f.). *¿Cómo se administran los ingresos petroleros de México?* Obtenido de <http://www.fmped.org.mx>: <http://www.fmped.org.mx/acerca/tutorial/%7BB078BADF-BCCF-22D4-8EF9-6185482ECB2B%7D.pdf>
- Groves, H. (1980). *Finanzas Públicas, quinta reimpresión*. México: Trillas.
- Grunstein, M. (2015). El cambio de piel. La nueva Industria de la explotación del petróleo en México. En H. A. Oropeza García, *Reforma energética y desarrollo industrial. Un compromiso inaplazable* (págs. 83-122). México: IJ-UNAM. Obtenido de <https://archivos.juridicas.unam.mx/www/bjv/libros/9/4059/7.pdf>
- Guerrero-Amparán, J. P., & Patrón-Sánchez, F. (s.f.). *Manual sobre la clasificación administrativa del presupuesto federal en México*. Recuperado el 23 de enero de 2017, de [https://derechoadministrativofcpys.files.wordpress.com/2012/06/lectura\\_u3\\_3\\_guerrero\\_amparc3a1n.pdf](https://derechoadministrativofcpys.files.wordpress.com/2012/06/lectura_u3_3_guerrero_amparc3a1n.pdf)
- Gutiérrez L., A. (2006). Introducción. En F. Calzada F., *Nuevo régimen fiscal de PEMEX. Dilema de una reforma necesaria*. (págs. 15-34). Tabasco, México.: CEPAK S.A. de C.V. / Universidad Juárez Autónoma de Tabasco.
- Gutiérrez L., A. (2013). *Finanzas Públicas en México*. México: Facultad de Economía, Universidad Nacional Autónoma de México.
- Meyer, L. &. (1990). *Petróleo y nación: La política petrolera en México (1900-1987)*. México: FCE, Pemex, SEMIP, COLMEX.
- Moreno-Brid, J., Perez-Benitez, N., & Villarreal, H. (2016). Austerity in Mexico: Economic Impacts and Unpleasant Choices Ahead. *World Social and Economic Review*, 56-68.
- Murgrave, R. (1969). *Teoría de la hacienda pública*. Madrid, España: McGrawHill.
- Olivera G., D. A., & Cano F., M. (2009). *La dependencia estructural de los ingresos petroleros del sector público mexicano del periodo 2004 a 2008*. Recuperado el 04 de 04 de 2016, de <https://www.uv.mx/iiesca>: <https://www.uv.mx/iiesca/files/2012/12/sector2009-2.pdf>
- Oropeza T., M. A. (2010). *El sector de petróleo y gasen México y el mundo. Un estudio empírico comparativo de la eficiencia de Petróleo Mexicanos a nivel internacional*. Aguascalientes, México: Universidad Autónoma de Aguascalientes.
- Ortega O., V., Candaup C., L. E., & Clavellina M., J. L. (Diciembre de 2015). *Reforma Energética y nuevo régimen fiscal del sector de hidrocarburos*. Obtenido de [www.senado.gob.mx](http://www.senado.gob.mx): [http://www.senado.gob.mx/ibd/content/productos/dgf/CI\\_5.pdf](http://www.senado.gob.mx/ibd/content/productos/dgf/CI_5.pdf)
- Pacheco-Rojas, D. A. (2016). *Aplicación de la teoría del costo exergo-económico en el análisis del sistema energético nacional como una herramienta para el desarrollo sustentable*. Distrito Federal: Universidad Nacional Autónoma de México/Facultad de Economía, Posgrado. .
- PEMEX. (2015). *Anuario estadístico 2014*. México: Petróleos Mexicanos. Obtenido de [http://www.pemex.com/acerca/informes\\_publicaciones/Documents/Informe-Anual/Informe\\_Anuual\\_PEMEX\\_2014.pdf](http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Documents/Informe-Anual/Informe_Anuual_PEMEX_2014.pdf)

- PEMEX. (junio de 2015b). *Reservas de hidrocarburos de México al 1 de enero de 2015*. Obtenido de <http://www.pemex.com>:  
[http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Reservas%20de%20Hidrocarburos%20Archivos/20150909%20Reservas%20al%201%20de%20enero%202015\\_e.pdf](http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Reservas%20de%20Hidrocarburos%20Archivos/20150909%20Reservas%20al%201%20de%20enero%202015_e.pdf)
- PEMEX. (2016). *Evaluación de las reservas de hidrocarburos de México al 01 de enero de 2016*. Ciudad de México: PEMEX. Obtenido de [http://www.pemex.com/en/investors/publications/Reservas%20de%20hidrocarburos%20evaluaciones/140101\\_rh\\_00\\_vcr.pdf](http://www.pemex.com/en/investors/publications/Reservas%20de%20hidrocarburos%20evaluaciones/140101_rh_00_vcr.pdf)
- PEMEX. (2016). *Informe anual 2015*. México: Pemex. Obtenido de [http://www.pemex.com/acerca/informes\\_publicaciones/Documents/Informe-Anual/Informe\\_Anual\\_2015.pdf](http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Documents/Informe-Anual/Informe_Anual_2015.pdf)
- PEMEX. (Febrero de 2017). *Indicadores petroleros*. Obtenido de [www.pemex.com](http://www.pemex.com):  
<http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Indicadores%20Petroleros/indicador.pdf>
- Presidencia de la República. (10 de marzo de 2015). <http://www.gob.mx/presidencia>. Obtenido de <http://www.gob.mx/presidencia/prensa/las-reformas-estructurales-estan-disenadas-para-que-lleguen-mas-inversiones-productivas-al-pais-epn>
- Rabasa K., T. ., (2013). Auges petroleros en México: sucesos fugaces. *Revista Economía UNAM*, 35-55.
- Ramírez M., J. .. (2000). *Derecho constitucional sinaloense*. Sinaloa: Universidad autónoma de Sinaloa.
- Ramírez-Cendrero, J. M., & Paz, M. J. (2016). Oil fiscal regimes and national oil companies: A comparison between Pemex and Petrobras. *Energy Policy*, 1-10.
- Reyes-González, J. A. (2016). Regulaciones asimétricas: redefiniendo la relación de PEMEX con el mercado. *Energía a Debate*, 57-62.
- Samuelson, P., & Nordhaus, W. (2010). *Economía con aplicaciones a Latinoamérica*. México: McGrawHill.
- SENER. (2012). *Prospectiva de petrolíferos 2012-2026*. Obtenido de [www.gob.mx](http://www.gob.mx):  
[https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/62955/Prospectiva\\_de\\_Petrol\\_feros\\_2012-2026.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/62955/Prospectiva_de_Petrol_feros_2012-2026.pdf)
- SENER. (2015). *Glosario de términos petroleros*. Obtenido de <http://www.gob.mx>:  
[http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/8317/GLOSARIO\\_DE\\_TERMINOS\\_PETROLEROS\\_2015.pdf](http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/8317/GLOSARIO_DE_TERMINOS_PETROLEROS_2015.pdf)
- SENER. (2015b). *Plan quinquenal 2015-2019*. Distrito Federal: SENER.
- SENER. (2016). *Balance Nacional de Energía 2015*. México: Secretaría de Energía.
- SHCP. (septiembre de 2000). *El Presupuesto de Egresos de la Federación 1995-2000*. Obtenido de <http://shcp.gob.mx>: [http://shcp.gob.mx/EGRESOS/PEF/pef/1995\\_2000/pef19952000.pdf](http://shcp.gob.mx/EGRESOS/PEF/pef/1995_2000/pef19952000.pdf)

- SHCP. (2010). *Cuenta de la Hacienda Pública Federal 2009*. México: Gobierno Federal. Recuperado el 23 de 01 de 2017, de [http://www.apartados.hacienda.gob.mx/contabilidad/documentos/informe\\_cuenta/2009/index.html](http://www.apartados.hacienda.gob.mx/contabilidad/documentos/informe_cuenta/2009/index.html)
- SHCP. (2013). *Manual de contabilidad gubernamental para el sector paraestatal federal*. Obtenido de [www.hacienda.gob.mx](http://www.hacienda.gob.mx): [http://www.hacienda.gob.mx/LASHCP/MarcoJuridico/ContabilidadGubernamental/SCG\\_2013/manual%20\\_SPF/doc/capituloiii/mp3a01.pdf](http://www.hacienda.gob.mx/LASHCP/MarcoJuridico/ContabilidadGubernamental/SCG_2013/manual%20_SPF/doc/capituloiii/mp3a01.pdf)
- SHCP. (27 de febrero de 2014). *Acuerdo de certidumbre tributaria*. Recuperado el 25 de noviembre de 2016, de <http://www.shcp.gob.mx>: [http://www.shcp.gob.mx/Biblioteca\\_noticias\\_home/acuerdo\\_gabinete\\_mexico\\_prospero\\_27022014.pdf](http://www.shcp.gob.mx/Biblioteca_noticias_home/acuerdo_gabinete_mexico_prospero_27022014.pdf)
- SHCP. (2014). *Cuenta de la Hacienda Pública Federal 2013*. Secretaría de Hacienda y Crédito Público. Recuperado el 28 de 02 de 2017, de [http://www.apartados.hacienda.gob.mx/contabilidad/documentos/informe\\_cuenta/2013/html/tomoi.html](http://www.apartados.hacienda.gob.mx/contabilidad/documentos/informe_cuenta/2013/html/tomoi.html)
- SHCP. (2015). *Cuenta de la Hacienda Pública Federal 2014*. México. Recuperado el 17 de 11 de 2016, de [http://www.apartados.hacienda.gob.mx/contabilidad/documentos/informe\\_cuenta/2013/doc/t1/RGE.211.05.01.vd.pdf](http://www.apartados.hacienda.gob.mx/contabilidad/documentos/informe_cuenta/2013/doc/t1/RGE.211.05.01.vd.pdf)
- SHCP. (enero de 30 de 2015b). *La SHCP anuncia medidas de responsabilidad fiscal para mantener la estabilidad*. Recuperado el 30 de enero de 2015, de <http://www.shcp.gob.mx/>: [http://www.shcp.gob.mx/SALAPRENSA/doc\\_comunicados\\_prensa/2015/enero/comunicado\\_007\\_2015.pdf](http://www.shcp.gob.mx/SALAPRENSA/doc_comunicados_prensa/2015/enero/comunicado_007_2015.pdf)
- SHCP. (11 de abril de 2016). *LA SECRETARÍA DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO ANUNCIA EL DESTINO DEL REMANENTE DE OPERACIÓN 2015 DEL BANCO DE MÉXICO POR 239 MIL MILLONES DE PESOS*. Obtenido de [www.gob.mx/cms](http://www.gob.mx/cms): [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/77619/comunicado\\_046\\_2016.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/77619/comunicado_046_2016.pdf)
- Silva Herzog, J. (1941). *Petróleo mexicano: historia de un problema*. México: Fondo de Cultura Económica.
- Sista. (2016). *Legislación energética*. Distrito Federal: SISTA.
- Stiglitz, J. (2003). *La economía del sector público*. Barcelona: Antoni Boch.
- Sunley, E., Yurekli, A., & Chaloupka, F. (2000). The design, administration, and potential revenue of tobacco excises. En P. Jha, & F. Chaloupka, *Tobacco control in developing countries* (págs. 409-426). New York, : Oxford University Press.
- Tello M., C., & Caballero U., E. (2008). Régimen fiscal de Pemex. Situación actual y propuesta de reforma. *Economía Informa*, 9-22.

Tépach M., R. (04 de 2008). *La Evolución del Régimen Fiscal de PEMEX y la distribución de los Ingresos Excedentes Petroleros y no Petroleros del Gobierno Federal, 2000-2008*. Obtenido de [www.diputados.gob.mx](http://www.diputados.gob.mx): <http://www.diputados.gob.mx/sedia/sia/se/SE-ISS-09-08.pdf>

Tépach M., Reyes. (2015). *Análisis de los precios y de los subsidios a las gasolinas y el diésel en México, 2008-2015*. Obtenido de <http://www.diputados.gob.mx>: <http://www.diputados.gob.mx/sedia/sia/se/SAE-ISS-01-15.pdf>

Tépach R., M. (junio de 2006). El procedimiento legislativo en materia de Ley de Ingresos de la Federación y Presupuesto de Egresos de la Federación. En P. Mesa directiva del grupo parlamentario, *La nueva legislación en materia presupuestaria* (págs. 67-133). México: Centro de Producción Editorial. Obtenido de [www.diputados.gob.mx](http://www.diputados.gob.mx): <http://www.diputados.gob.mx/sedia/sia/se/SE-ISS-25-10.pdf>

U.S. Energy Information Administration, EIA. (24 de 11 de 2016). *Gasoline and Diesel Fuel Update*. Obtenido de [https://www.eia.gov/petroleum/gasdiesel/gaspump\\_hist.php](https://www.eia.gov/petroleum/gasdiesel/gaspump_hist.php)

Ugalde, L. C. (2014). *La negociación política del presupuesto en México 1997-2012*. Distrito Federal: EDIMPRO/SITESA.

Venegas-Martínez, F., & Rivas A., S. (2009). Un régimen fiscal para Pemex con administración coherente de riesgos (primera parte). *Revista Comercio Exterior*, 51-59.

Vielma-Lobo, L. (2016). El difícil diálogo petrolero. *Revista Energía a debate*, 114-118.

Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (última reforma, DOF: 15 de Noviembre de 2016)

Ley del Hidrocarburos (DOF: 11 de agosto de 2014)

Ley de Ingresos sobre hidrocarburos (última reforma, DOF: 7 de diciembre de 2016)

Ley de Petróleos Mexicanos (DOF: 11-agosto-2014)

Ley del Fondo Mexicano del Petróleo Para la Estabilización y el Desarrollo (DOF: 11-agosto-2014)

Ley de Los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (DOF: 11 de agosto de 2014)

Ley de Ingresos de la Federación (años, 1995-2016)

Presupuesto de Egresos de la Federación (años, 1995-2016).

Ley Federal de presupuesto y Responsabilidad Hacendaria (última modificación, DOF: 30 de diciembre de 2015)

## Anexo 1. Cifras del sector petrolero.

Cuadro A1. Precios Internacionales del Petróleo en el Mercado de América, 1990 – 2015 (dólares por barril)

	Precios Internacionales del Petróleo en el Mercado de América, 1990 - 2015					
	(dólares por barril)					
	Precio promedio anual MME (dóls/barril)				Marcadores internacionales <sup>2</sup>	
	Mezcla	Istmo <sup>3/</sup>	Maya <sup>3/</sup>	Olmeca <sup>3/</sup>	WTI	Brent
1990	18.77	21.89	16.76	23.44	24.36	23.41
1991	14.57	18.12	12.23	20.04	21.49	19.95
1992	14.86	18.01	13.08	19.55	20.53	19.26
1993	13.21	15.82	11.40	17.28	18.42	16.99
1994	13.88	15.51	12.57	16.24	17.16	15.80
1995	15.72	16.79	14.39	17.51	18.46	17.05
1996	18.91	20.07	17.23	21.43	22.06	20.60
1997	16.51	18.30	14.69	19.52	20.52	19.07
1998	10.18	11.95	8.56	13.14	14.42	12.76
1999	15.70	17.10	14.37	17.97	19.21	17.83
2000	24.79	27.87	22.99	29.00	30.43	28.52
2001	18.61	22.27	17.19	23.96	25.29	23.98
2002	21.52	23.48	20.89	24.87	26.16	25.01
2003	24.78	28.08	24.13	29.32	31.03	28.89
2004	31.05	38.04	29.82	39.34	41.48	38.28
2005	42.71	53.11	40.61	53.91	56.64	54.35
2006	53.04	57.29	51.10	64.67	66.05	64.85
2007	61.63	69.92	60.37	70.89	72.38	72.95
2008	80.38	81.09	82.92	99.37	99.73	97.21
2009	57.44	63.38	56.27	65.79	53.01	53.50
2010	72.16	77.50	70.37	79.47	79.43	79.91
2011	101.07	105.40	98.94	109.81	94.91	112.25
2012	101.81	107.28	99.79	109.39	94.14	111.94
2013	98.46	104.76	96.91	107.92	97.96	109.62
2014	87.26	94.26	84.74	94.95	93.02	99.92
2015*	52.08	49.11	43.26	51.12	54.63	61.14
2016****	34.64				43.47	45.10

\* Promedio informativo del 02 de enero al 25 de noviembre de 2015 con datos de PEMEX, Reuters y el Mercado de Físicos

\*\* Promedio informativo del 01 al 30 de octubre de 2015 con datos de la Secretaría de Economía

\*\*\* Promedio informativo del 01 al 25 de noviembre de 2015 con datos de la Secretaría de Economía

\*\*\*\* Promedio enero-noviembre de 2016 para la MME y datos actualizados del WTI y del Brent, según el Servicio Geológico Mexicano (SGM)

1/ Promedio calculado con información de PEMEX.

2/ Promedio calculado con información de REUTERS y Secretaría de Economía

3/ Datos observados al mes de septiembre de 2015, con información de PEMEX.

Fuente: Elaborado por el Centro de Estudios de las Finanzas Públicas de la H. Cámara de Diputados con base en datos de PEMEX, REUTERS y Mercado de Físicos, El Financiero y Secretaría de Economía. El dato de 2016 ha sido elaborado con base en cálculos propios derivados del Servicio Geológico Mexicano (SGM)

Cuadro A2. Balanza comercial de productos petroleros, 1995 – 2015 (miles de dólares)

Año	Balanza de Productos Petroleros: Saldo Comercial	Exportaciones					Importaciones			
		Petróleo crudo	% Exportaciones de petróleo crudo	Gas natural	o diesel	Gasolina para vehículos	Gasolina para vehículos	diesel	Gasolina + Diésel	% importaciones de gasolina y diésel
1995	5984891	7419614	85.9%	10213	110476	7547	466889	0	1204114	45.4%
1996	8744684	10705333	90.6%	37192	138673	15612	600997	104559	1704892	55.5%
1997	7047300	10333767	90.2%	28572	90810	49777	1017445	155280	2635892	59.8%
1998	3050000	6447656	88.4%	23570	46934	71267	839553	138149	2441343	57.5%
1999	5125031	8829503	88.7%	90358	70531	62056	768765	252173	2859498	59.1%
2000	8150776	14552870	90.3%	19677	44474	80528	1298138	444084	5056748	63.4%
2001	5543775	11927696	90.4%	75837	93334	73687	1803317	130761	4422359	57.8%
2002	8027208	13392199	90.3%	11340	66504	33842	1251681	296812	3488218	51.3%
2003	10077962	16676278	89.7%	1316	34013	25087	1063563	341953	3578033	42.0%
2004	12434278	21257820	89.8%	1078	104132	9904	2073974	241384	4501309	40.1%
2005	15494868	28329481	88.8%	46961	36125	12002	4915352	939864	9128663	55.7%
2006	19379823	34707132	89.0%	84273	88434	41509	6478580	1638683	12566708	64.0%
2007	17544649	37937172	88.2%	338975	272419	38843	9915513	2453367	18277201	71.8%
2008	14978449	43341535	85.6%	257297	409054	55275	14600131	3749405	27348164	76.7%
2009	10368796	25614033	83.1%	122387	75	21372	8326971	31115	13111047	64.1%
2010	11482127	35918508	86.1%	180977	0	0	11991773	1113015	20700113	68.5%
<b>2011</b>	<b>13739263</b>	<b>49380591</b>	<b>87.5%</b>	<b>18370</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>18021128</b>	<b>6480609</b>	<b>36265596</b>	<b>84.9%</b>
2012	11817043	46852356	88.5%	1192	0	0	17959574	6170336	35904773	87.3%
2013	8613633	42711655	86.3%	2713	0	0	16310156	5560885	32739692	80.1%
2014	879732	35638480	84.1%	5245	112	0	15353691	5858309	32066463	77.3%
2015	-10187951	18451244	79.9%	1952	11321	0	12954328	4391885	25788463	77.5%
2016	-12748113	15574817	82.8%	1677	7302	0	11283478	4046975	23886655	75.7%

Cuadro A3. Producción y exportación de petróleo crudo

<b>Año</b>	<b>Producción anual (barriles diarios)</b>	<b>Exportaciones (barriles diarios)</b>	<b>Precio promedio de la MME (dls./barril)</b>	<b>Porcentaje de volumen exportado</b>
1995	2,617	1,305	\$ 15.72	49.9%
1996	2,858	1,544	\$ 18.91	54.0%
1997	3,022	1,721	\$ 16.51	56.9%
1998	3,070	1,735	\$ 10.18	56.5%
1999	2,906	1,554	\$ 15.70	53.5%
2000	3,012	1,604	\$ 24.79	53.2%
2001	3,127	1,756	\$ 18.61	56.1%
2002	3,177	1,705	\$ 21.52	53.7%
2003	3,371	1,844	\$ 24.78	54.7%
2004	3,383	1,870	\$ 31.05	55.3%
2005	3,333	1,817	\$ 42.71	54.5%
2006	3,256	1,793	\$ 53.04	55.1%
2007	3,076	1,686	\$ 61.63	54.8%
2008	2,792	1,403	\$ 80.38	50.3%
2009	2,601	1,222	\$ 57.44	47.0%
2010	2,577	1,361	\$ 72.16	52.8%
2011	2,553	1,338	\$ 101.07	52.4%
2012	2,548	1,256	\$ 101.81	49.3%
2013	2,522	1,189	\$ 98.46	47.1%
2014	2,429	1,142	\$ 87.26	47.0%
2015	2,267	1,172	\$ 52.08	51.7%
2016	2,154	1,194	\$ 34.64	55.5%

Fuente: Cuadro elaborado con datos del Sistema de Información Energética, en <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions>, consultados el 28/03/2017, y con datos del Centro de Estudios de las Finanzas Públicas

## Anexo 2. Cifras del sector públicos presupuestario en México

**Cuadro A2.1. Ingresos totales, petroleros y no petroleros del sector público presupuestario  
(Millones de pesos)**

Ingresos del sector público presupuestario, 1995-2016				
Año	Ingresos presupuestarios	Petroleros	No Petroleros	Variación de los ingresos totales
1995	\$ 418,375.50	\$ 121,575.90	\$ 296,799.60	-
1996	\$ 578,981.40	\$ 186,187.50	\$ 392,793.80	0.384
1997	\$ 734,664.70	\$ 214,588.50	\$ 520,076.20	0.269
1998	\$ 781,947.60	\$ 171,249.40	\$ 610,698.20	0.064
1999	\$ 954,816.50	\$ 199,653.40	\$ 755,163.10	0.221
2000	\$ 1,178,813.10	\$ 319,287.30	\$ 859,525.80	0.235
2001	\$ 1,271,376.60	\$ 299,390.50	\$ 971,986.10	0.079
2002	\$ 1,387,235.50	\$ 297,816.20	\$ 1,089,419.20	0.091
2003	\$ 1,600,286.30	\$ 444,378.30	\$ 1,155,908.00	0.154
2004	\$ 1,771,314.20	\$ 584,759.70	\$ 1,186,554.50	0.107
2005	\$ 1,947,816.20	\$ 709,032.30	\$ 1,238,784.00	0.100
2006	\$ 2,263,602.60	\$ 901,887.40	\$ 1,361,715.10	0.162
2007	\$ 2,485,785.00	\$ 925,283.80	\$ 1,560,501.20	0.098
2008	\$ 2,860,926.40	\$ 1,267,794.50	\$ 1,593,131.90	0.151
2009	\$ 2,817,185.50	\$ 870,040.20	\$ 1,947,145.40	-0.015
2010	\$ 2,960,443.00	\$ 1,026,895.20	\$ 1,933,547.80	0.051
2011	\$ 3,271,080.10	\$ 1,244,539.60	\$ 2,026,540.50	0.105
2012	\$ 3,514,529.50	\$ 1,386,406.40	\$ 2,128,123.10	0.074
2013	\$ 3,800,415.60	\$ 1,344,487.60	\$ 2,455,928.00	0.081
2014	\$ 3,983,056.10	\$ 1,221,163.90	\$ 2,761,892.20	0.048
2015	\$ 4,266,989.50	\$ 843,433.70	\$ 3,423,555.90	0.071
2016	\$ 4,845,530.30	\$ 789,148.00	\$ 4,056,382.40	0.136

Fuente: elaboración propia con base en cifras del Banco de México (s.f.) *Sistema de información económica*.

<http://www.banxico.org.mx/SieInternet/consultarDirectorioInternetAction.do?sector=9&accion=consultarDirectorioCuadros> . Consultado el 19/03/2017.