

CUADERNO DE INVESTIGACIÓN

REFORMA ENERGÉTICA Y NUEVO RÉGIMEN FISCAL DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS

DIRECCIÓN GENERAL DE FINANZAS



SENADO DE LA REPÚBLICA

INSTITUTO BELISARIO DOMÍNGUEZ

Comité Directivo

Sen. Miguel Barbosa Huerta
PRESIDENTE

Sen. Daniel Ávila Ruiz
SECRETARIO

Sen. Roberto Albores Gleason
SECRETARIO

Sen. Benjamín Robles Montoya
SECRETARIO

Dr. Gerardo Esquivel Hernández
COORDINADOR EJECUTIVO DE INVESTIGACIÓN

Reforma y Nuevo Régimen Fiscal del Sector de Hidrocarburos

Primera edición, diciembre de 2015.

ISBN

DR© INSTITUTO BELISARIO DOMÍNGUEZ,
SENADO DE LA REPÚBLICA

Donceles 14, Colonia Centro,
Delegación Cuauhtémoc 06020 México, D. F.

Dirección General de Finanzas

Mtro. Noel Pérez Benítez

Autores:

Dr. José Luis Clavellina Miller

Lic. Víctor Ortega Olvera

Colaborador:

Dr. Luis Eduardo Candaudap Camacho

Distribución gratuita

Impreso en México

Las opiniones expresadas en este documento son de exclusiva responsabilidad del autor y no reflejan, necesariamente, los puntos de vista del Instituto Belisario Domínguez o del Senado de la República.

Reforma Energética y Nuevo Régimen Fiscal del Sector de Hidrocarburos

Introducción	5
1. Problemática del Régimen Fiscal de Pemex	9
1.1 Régimen Fiscal y Renta Petrolera	9
1.2 Vulnerabilidades.....	10
1.3 El Régimen Fiscal de Pemex hasta 2014.....	11
1.3.1 Derechos.....	12
1.3.2 Impuestos	16
1.4 Carga Fiscal.....	16
2. El Nuevo Régimen Fiscal	18
2.1 Descripción general de los derechos, impuestos y contraprestaciones	19
2.1.1 Ingresos derivados de las asignaciones	20
2.1.1.1 Derecho por la Utilidad Compartida (DUC)	20
2.1.1.2 Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DEXT)	21
2.1.1.3 Derecho de Exploración de Hidrocarburos (DEXP)	24
2.1.1.4 Dividendo Estatal	24
2.1.2 Ingresos derivados de los contratos.....	25
2.1.2.1 Contratos de Licencia.....	25
2.1.2.2 Contratos de Utilidad Compartida.....	27
2.1.2.3 Contratos de Producción Compartida (CPC)	28
2.1.2.4 Contratos de Servicios.....	29
2.1.3 Ingresos por Impuestos.....	29
2.1.3.1 Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (IAEEH) ..	29
2.1.3.2 Impuesto Sobre la Renta (ISR).....	29
3. Estimación de la proporción de los ingresos por actividades de exploración y extracción que obtendrá el Estado con el nuevo régimen fiscal.	32
3.1 Supuestos.....	32
3.1.3 Precios	34
3.1.4 Tipo de Cambio.....	35
3.1.5 Áreas de Exploración y de Extracción para el cálculo del DEXP.....	36
3.2 Estimación para el Derecho por la Utilidad Compartida.....	37
3.3 Estimación para el Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DEXT)	37
3.4 Monto estimado por concepto de DEXP e IAEEH.	38
3.5 Monto estimado por concepto de ISR por actividades de exploración y extracción.....	38
3.6 Ingresos totales por actividad de exploración y extracción de hidrocarburos	39
Referencias.....	44
Glosario.....	47

Ilustraciones

Ilustración 1. Objetivos generales de un Régimen Fiscal.....	10
Ilustración 2. Derechos e Impuestos a cargo de Pemex hasta 2014.	12
Ilustración 3. Nueva Estructura Fiscal del Sector Hidrocarburos	18

Ilustración 4. Derechos e impuestos que pagan asignatarios y contratistas	19
Ilustración 5. Dividendo Estatal	24
Ilustración 6. Tipos de Contratos	25
Ilustración 7. Contratos de Licencia.....	26
Ilustración 8. Contratos de Utilidad Compartida.....	27
Ilustración 9. Cálculo de la Base del Impuesto Sobre la Renta.....	30

Gráficas

Gráfica 1. Comparativo de la Renta Petrolera en 2003 y 2013	11
Gráfica 2. Utilidad antes de impuestos, impuestos, derechos y aprovechamientos pagados y rendimiento neto de 2005-2014.....	17
Gráfica 3. Pemex: Impuestos, Derechos y Aprovechamientos/Utilidad Antes de Impuestos.....	17
Gráfica 4. Tasa del DEXT conforme al precio del barril de petróleo	22
Gráfica 5. Tasa del DEXT conforme al precio del barril de condensados	22
Gráfica 6. Tasa del DEXT por millón de BTU de gas natural no asociado	23
Gráfica 7. Producción de petróleo crudo y gas natural 2015-2028	33
Gráfica 8. Precio del petróleo crudo y del gas natural	35
Gráfica 9. Tipo de Cambio Promedio Anual.....	36
Gráfica 10. Estimación del Derecho de Derecho por la Utilidad Compartida	37
Gráfica 11. Estimación del Derecho de Extracción de Hidrocarburos.....	38
Gráfica 12. Estimación de los ingresos por DEXP e IAEHH	38
Gráfica 13. Estimación del Impuesto Sobre la Renta.....	39
Gráfica 14. Estimación de los ingresos federales. Régimen Nuevo vs Anterior.....	41
Gráfica 15. Estimación de los ingresos federales, con supuesto de producción constante a partir de 2016. Régimen Nuevo vs Anterior.....	41

Tablas

Tabla 1. Régimen Fiscal de Pemex vigente hasta 2014	13
Tabla 2. Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización.	14
Tabla 3. Derecho por la Utilidad Compartida	20
Tabla 4. Contraprestaciones a favor del Estado y de los contratistas.....	28
Tabla 5. Estimación de la proporción que obtendrá el gobierno de los ingresos por las actividades de exploración y extracción.	40

Resumen Ejecutivo

La Reforma Energética aprobada entre diciembre de 2013 y agosto de 2014, representó un cambio profundo en la estructura y operación del sector de hidrocarburos en México. Al permitir la participación de compañías privadas en actividades de exploración y extracción de hidrocarburos y convertir a Pemex en una Empresa Productiva del Estado (EPE), la Reforma tuvo que considerar un nuevo régimen fiscal para el sector.

La importancia de diseñar un nuevo régimen fiscal para Pemex, no sólo radica en el peso que tienen sus contribuciones para las finanzas públicas, que de 2000 a 2013 representaron en promedio 4 de cada 10 pesos de los ingresos públicos federales; sino también en que el nuevo esquema fiscal se diseñó con la premisa de permitirle contar con mayores recursos para elevar su producción y mejorar su situación financiera. Anteriormente y bajo ciertas circunstancias, Pemex estaba sujeto a pagar hasta nueve derechos más diferentes impuestos. De 2005 a 2014, este esquema tributario representó 114.9% de sus utilidades antes de impuestos.

La Reforma contempló dos formas de participación en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos: las asignaciones y los contratos. Las asignaciones únicamente pueden ser otorgadas a EPEs mientras que los contratos pueden celebrarse con compañías privadas y EPEs.

Existen 4 tipos de contratos: de Producción Compartida, de Utilidad Compartida, de Licencia y de Servicios; cada tipo de contrato contempla diferentes tipos de contraprestaciones a favor del Estado y del contratista. La Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos (LISH) define y considera estas contraprestaciones, sin embargo el monto a pagar se determinará en cada contrato. Bajo un esquema de asignación, se pagan Derechos a favor del Estado y se regulan según lo dispuesto en la misma Ley.

Los recursos que se obtengan por concepto de Derechos o Contraprestaciones son captados por el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo. Asimismo, los contratistas y asignatarios están obligados al pago de distintos impuestos, incluyendo el ISR.

El análisis realizado en el presente trabajo acerca del nuevo régimen fiscal contenido en la LISH, permite concluir que el nuevo esquema tributario es más flexible y claro que el anterior. Sin embargo, lo anterior no significa necesariamente que la carga tributaria de Pemex y los ingresos que recibirá el Estado se modifiquen de forma significativa en el corto plazo. De hecho, las estimaciones realizadas bajo distintos supuestos apuntan a que la porción que el Estado obtendrá de los ingresos por las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos oscilarán el 63.5% en 2016 y se reducirá de forma gradual para 2022 hasta alrededor de 60.1%; cifras similares al 63.5% registrado en 2014 y al 65.0% del promedio de 2005 - 2014. Con lo anterior, se estima que será hasta después del 2018 cuando la carga fiscal de Petróleos Mexicanos se reduzca.

Lo anterior es relevante pues las finanzas públicas del país aún son altamente dependientes de los ingresos por la venta de petróleo y la caída de los precios internacionales del mismo no sólo ha puesto en riesgo la viabilidad financiera de Pemex y retrasado sus proyectos productivos y de refinación, también se ha afectado la viabilidad de los proyectos de inversión de los participantes privados.

Introducción

La Reforma Energética aprobada por el Congreso de la Unión entre diciembre de 2013 y agosto de 2014, significó un cambio en la estructura y operación del sector de hidrocarburos del país al permitir la participación de empresas privadas nacionales y extranjeras en actividades anteriormente reservadas al Estado. La Nación mantuvo la propiedad de los hidrocarburos en el subsuelo, las actividades de exploración y extracción continuaron siendo estratégicas y pueden llevarse a cabo a través de contratos de Servicios, de Licencia, de Producción y Utilidad Compartida celebrados entre el Estado y privados, Empresas Productivas del Estado (EPEs) o con una asociación entre EPEs y privados.

Con el fin de promover la inversión y la productividad del sector de hidrocarburos, la Reforma planteó un nuevo régimen fiscal que brinda mayor flexibilidad que el anterior y que toma en cuenta las características físicas y económicas de las regiones de donde se extraen los hidrocarburos.

Dada la importancia que tienen los ingresos por hidrocarburos en la composición de los ingresos públicos federales, los cambios realizados al régimen fiscal del sector revisten especial importancia para la economía y para las finanzas públicas nacionales. El presente cuaderno de investigación tiene como propósito analizar la forma en que los cambios en el régimen fiscal del sector impactarán en la proporción de ingresos petroleros que corresponden al Estado por las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

El cuaderno se divide en tres capítulos, en el primero se destaca la importancia del régimen fiscal como herramienta para captar una proporción relevante de la renta petrolera para el Estado. Se destaca también la relevancia que han tenido los ingresos petroleros dentro de los ingresos públicos federales durante los últimos años y se analiza el régimen fiscal aplicado a Petróleos Mexicanos (Pemex) hasta 2014.

En el segundo capítulo se revisa la estructura del nuevo régimen fiscal del sector. En particular se analizan los derechos e impuestos que el Estado obtendrá a partir de las asignaciones y contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos.

En el tercer capítulo se estima la proporción de los ingresos por las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos para el periodo 2015-2022 que correspondería al Estado, basados en el comportamiento hipotético de algunas variables relevantes para el sector, tales como: plataforma de producción, tipo de cambio, precios de los hidrocarburos y áreas de producción. La cuarta sección concluye. En la parte final del cuaderno se encuentra un glosario que define los principales conceptos utilizados a lo largo del texto.

Este cuaderno de investigación forma parte de un conjunto de trabajos elaborados por la Dirección General de Finanzas del Instituto Belisario Domínguez que proporcionan a los C. Legisladores, y al

público en general, información relevante para la mejor comprensión de la nueva estructura del sector de hidrocarburos, de su nuevo régimen fiscal y de la forma en que se administrarán los recursos provenientes de la venta de hidrocarburos. Dichos trabajos pueden ser consultados en la página de Internet del Instituto.

1. Problemática del Régimen Fiscal de Pemex

En este apartado se expone la relevancia que tiene el diseño del régimen fiscal en el sector hidrocarburos para los países productores, tanto como mecanismo de extracción de renta petrolera como para impulsar la inversión y la productividad en el propio sector. Se describen algunas de las vulnerabilidades que existen cuando una parte importante de la recaudación depende de una actividad económica en particular; se revisa la relevancia de los ingresos petroleros dentro de los ingresos públicos totales en México y se hace un breve comparativo internacional sobre el tema. Al final se presentan las características principales del régimen fiscal aplicado a Pemex hasta 2014.

1.1 Régimen Fiscal y Renta Petrolera

El 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, 2013).

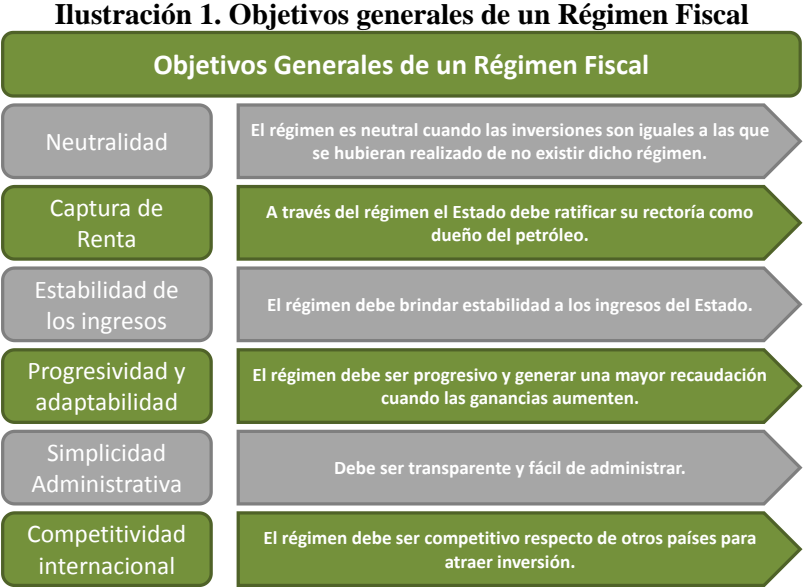
En el sector de hidrocarburos los términos fiscales son un componente importante para determinar la rentabilidad de la inversión, pues tienen el potencial de atraer o alejar a los participantes del mismo. De acuerdo con el Fondo Monetario Internacional (FMI, 2009), es importante que el régimen fiscal encuentre un adecuado balance entre riesgo, rentabilidad y participación del Estado en la renta petrolera. Lo anterior se debe a que existe un conflicto fundamental entre las compañías petroleras y el gobierno, y es el que se refiere a la distribución de riesgos e ingresos de un proyecto petrolero. Ambos buscan maximizar ingresos y ceder una mayor proporción de riesgo a la contraparte, por lo que la elección de un régimen fiscal apropiado puede mejorar los términos de intercambio (*trade-off*) entre los intereses públicos y privados.

Dado que los ingresos fiscales se convierten en el costo que las compañías tendrán que pagar al gobierno durante la vida del proyecto, éste debe seleccionar adecuadamente sus instrumentos fiscales con el fin de obtener una adecuada proporción de la renta sin alejar a los posibles inversionistas. En un esquema fiscal ideal, dicha renta se genera eficientemente y, al mismo tiempo, se promueve la inversión en el sector (Sunley et al., 2003).¹

¹ En el caso de la extracción de petróleo y gas, la renta se refiere a la diferencia entre los ingresos obtenidos por su venta y los pagos a los factores de la producción (es decir, los costos). También puede considerarse como el valor presente del producto, una vez descontados los costos necesarios para hacer sostenible la exploración, el desarrollo de nuevos campos y la producción en los campos existentes. Los recursos que se obtienen como renta petrolera constituyen una fuente importante de recursos para el sector público. Esta renta económica es variable, ya que depende del precio de los hidrocarburos y de las características físicas del yacimiento (profundidad, ubicación, presión, etc).

Según Bartra (2013), la renta es el diferencial entre el precio medio o precio de producción y el precio real de venta, por lo que la renta no es todo el ingreso sino sólo la parte que queda después de restarle la ganancia media.

Como se observa en la Ilustración 1, entre los objetivos esenciales del régimen fiscal del sector hidrocarburos se encuentran: la neutralidad, captar una parte importante de la renta petrolera, estabilidad de los ingresos públicos, progresividad y adaptabilidad a las condiciones del mercado, transparencia y competitividad respecto de regímenes aplicados en otros países (Goldsworthy et al., 2010).



Fuente: Elaboración propia con información de Goldsworthy and Zakharova (2010).

La extracción de hidrocarburos genera grandes utilidades por lo que los recursos fiscales obtenidos a través de la renta petrolera son una importante contribución a las finanzas públicas y permiten financiar proyectos sociales y de inversión con un alto retorno social, como en el caso de la educación, salud, combate a la pobreza e infraestructura.

1.2 Vulnerabilidades

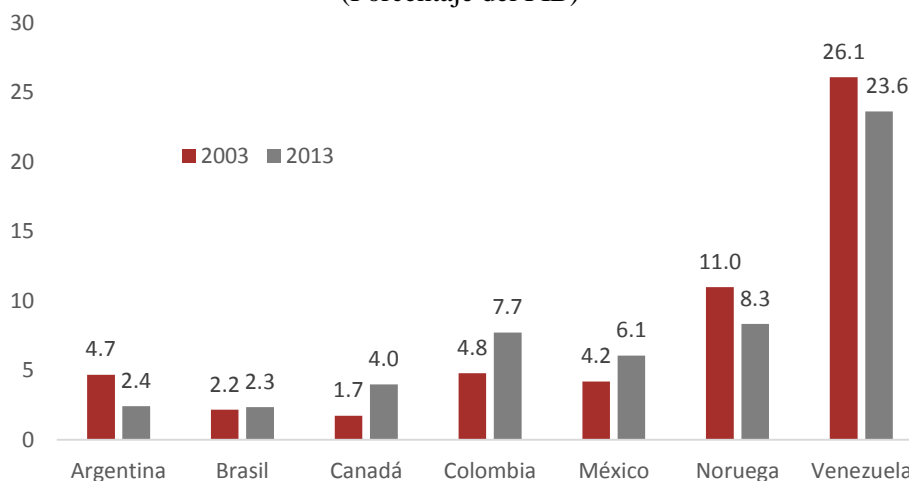
La obtención de una parte importante de ingresos públicos a través de la venta de hidrocarburos genera vulnerabilidades para las finanzas públicas tanto por el lado de los ingresos como por el de los gastos. Esta vulnerabilidad es histórica pues los precios de los hidrocarburos han presentado alta volatilidad a través del tiempo. Asimismo, 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, pues la volatilidad del precio del petróleo además de afectar al erario público, repercute en el tipo de cambio y la inflación. Además, las autoridades deben conciliar sus objetivos de política económica con cuestiones de transferencias intergeneracionales de riqueza pues se trata de recursos provenientes de fuentes no renovables. La administración de los recursos también debe

llevarse a cabo en un contexto de transparencia, donde la sociedad pueda observar el origen y destino de los recursos (Davis, et al., 2003).

En ese sentido, el FMI recomienda a los países productores de hidrocarburos desligar gradualmente sus decisiones de gasto público de la volatilidad de los precios de los hidrocarburos, vigilar la calidad del gasto público, mejorar la flexibilidad presupuestal y la institucionalidad fiscal, así como la coordinación de las políticas fiscal y monetaria (FMI, 2009).²

De acuerdo con datos del Banco Mundial (2014), la renta petrolera como porcentaje del PIB en México fue de 6.1%, mientras que para países como Brasil y Venezuela se ubicó en 2.3 y 23.6% respectivamente. El peso que ha tenido la renta petrolera ha variado relativamente poco si se compara con los datos de 2003. En la Gráfica 1 se aprecia un comparativo entre dichos años, en el caso de México se observa que la participación que tuvo la renta petrolera en 2013 fue mayor que en 2003.

Gráfica 1. Comparativo de la Renta Petrolera en 2003 y 2013
(Porcentaje del PIB)



Fuente: Elaboración propia con datos del Banco Mundial

1.3 El Régimen Fiscal de Pemex hasta 2014

Dentro de los ingresos del Sector Público se encuentran los correspondientes al Gobierno Federal, estos ingresos se pueden clasificar en petroleros y no petroleros. De 2000 a 2014, en promedio 4 de cada 10 pesos de los ingresos del Gobierno Federal fueron aportados por Pemex, lo que lo convierte en el principal contribuyente del fisco. Lo anterior muestra la importancia que tienen los cambios estructurales aprobados por el Congreso al régimen fiscal del sector de hidrocarburos en las finanzas

² Además de un sistema fiscal flexible existen otras variables que favorecerán el arribo de capitales e inversiones en los países productores petróleo, tales como un potencial geológico favorable, bajos costos de desarrollo de campos, bajo riesgo político, fortaleza económica, estabilidad política y solvencia financiera. Una variable fundamental es la participación del gobierno en las utilidades de las compañías, dicho porcentaje estará en función de la fortaleza, conocimiento, experiencia y poder de negociación entre las empresas petroleras y los gobiernos; la percepción de riesgos asociados a los capos a desarrollar y la diversidad de oportunidades de inversión alrededor del mundo (Banco Mundial, 2007).

públicas del país. A continuación se describen los impuestos y derechos que pagaba Pemex hasta 2014.

En el régimen anterior, Pemex estaba obligado, bajo ciertas circunstancias de precio y región de extracción, a pagar hasta nueve derechos: Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos (DOSH), el Derecho Extraordinario sobre la Exportación de Petróleo (DEEP), el Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización (DSHFE), el Derecho Especial sobre Hidrocarburos (DESH), el Derecho Adicional sobre Hidrocarburos (DASH), el Derecho Sobre Extracción de Hidrocarburos (DSEH), el Derecho para la Investigación Científica y Tecnológica en Materia de Energía (DEIME), el Derecho para Regular y Supervisar la Exploración de Hidrocarburos (DERSEH) y el Derecho para la Fiscalización Petrolera (DEFIPE).

En lo que se refiere a impuestos, Pemex también pagaba el Impuesto sobre Rendimientos Petroleros³ (IRP), el Impuesto al Valor Agregado (IVA), el Impuesto Especial sobre la Producción y Servicios (IEPS) e impuestos a la importación.⁴

Ilustración 2. Derechos e Impuestos a cargo de Pemex hasta 2014.

Derechos	<ol style="list-style-type: none"> 1. Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos (DOSH). 2. Derecho Extraordinario sobre la Exportación de Petróleo (DEEP). 3. Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización (DSHFE). 4. Derecho Especial sobre Hidrocarburos (DESH). 5. Derecho Adicional sobre Hidrocarburos (DASH). 6. Derechos sobre Extracción de Hidrocarburos (DSEH). 7. Derecho para la Investigación Científica y Tecnológica en materia de energía (DEIME). 8. Derecho para Regular y Supervisar la Exploración y Explotación de Hidrocarburos (DERSEH). 9. Derecho para la Fiscalización Petrolera (DEFIPE).
Impuestos	<ol style="list-style-type: none"> 1. Impuesto al Valor Agregado (IVA) 2. Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS) 3. Impuesto a los Rendimientos Petroleros (IRP). 4. Impuestos a la Importación .

Fuente: elaboración propia con datos de los Estados Financieros de Pemex correspondientes al 2014.

1.3.1 Derechos

El Régimen Fiscal de Pemex, se subdividía en el Régimen Ordinario, que pagaban todos los campos de aguas someras; y en Régimen Especial (con menores tasas), aplicado a Chicontepec, a los campos

³ Es el impuesto que Pemex y sus organismos subsidiarios, distintos a Pemex Exploración y Producción están obligados a cubrir sobre sus utilidades.

⁴ Otros derechos e impuestos que paga Pemex se refieren al derecho de trámite aduanero; derecho por el consumo de aguas, derecho sobre descargas de aguas residuales, impuesto a la exportación, impuesto sobre nóminas e impuesto predial. Por otro lado, los consumidores nacionales de gasolina, diésel y gas natural pagan el IVA y el Impuesto Especial sobre Producción y Servicios.

de aguas profundas y a los campos marginales a fin de elevar su rentabilidad. En la tabla 2, se resumen estos derechos y posteriormente se explica en que consiste cada uno de ellos.

Tabla 1. Régimen Fiscal de Pemex vigente hasta 2014

Régimen Ordinario		Régimen Especial	
Derecho	Tasa	Derecho	Tasa
Ordinario sobre hidrocarburos (DOSH)	71.5% Cost-cap: \$6.5 USD por bpce y \$2.7 USD por mpc gas natural	Especial sobre hidrocarburos (DESH)	30% Cost-cap: \$32.5 USD por bpce* 36% para campos mayores a 240 millones de bpce
Extraordinario sobre la exportación de petróleo crudo (DEEP) ¹	13.1% a la exportación a precio mayor a LIF	Adicional sobre hidrocarburos (DASH)	52% para extracción a precios mayores a \$60 USD
Sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización (DSHFE) ¹	1% a 9% para precios entre \$22 y \$31 USD, quedando en 10% para precios mayores a \$31 USD	Sobre extracción de hidrocarburos (DSEH) ²	15%
Para la investigación científica y tecnológica en materia de energía (DEIME) ^{1,2}		0.65%	
Para regular y supervisar la exploración de hidrocarburos (DERSEH)		0.03%	
Para la fiscalización petrolera (DEFIPE) ^{1,2}		0.003%	

Bpce: barril de petróleo crudo equivalente

Mpc: miles de pies cúbicos.

1/ Derechos acreditables contra el pago del DOSH por lo que no representan carga fiscal adicional

2/ Derechos acreditables contra el pago del DESH por lo que no representan carga fiscal adicional

*/ El monto máximo de deducción se actualiza conforme al Índice Nacional de Precios al Productor de Estados Unidos

Fuente: Elaboración propia con información de la Ley Federal de Derechos, vigente en 2014.

Régimen Ordinario

– Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos (DOSH)

Pemex Exploración y Producción (PEP) pagaba este derecho a una tasa de 71.5% de la diferencia entre el valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año y las deducciones permitidas.⁵ El monto de la deducción por concepto de los costos, gastos e inversiones relacionados con el petróleo crudo y gas asociado extraídos no debía exceder 6.50 dólares por barril del volumen total de petróleo crudo y gas asociado extraídos en el año. En tanto que las deducciones en el caso del gas natural no asociado no debían exceder los 2.70 dólares por cada mil pies cúbicos del volumen total del mismo.

⁵ Los conceptos deducibles eran los siguientes:

- 100% de las inversiones para exploración, recuperación secundaria y mantenimiento no capitalizable;
- 16.7% de las inversiones para desarrollo y explotación de yacimientos de petróleo crudo o gas natural;
- 5% de las inversiones en oleoductos, gasoductos, terminales, transporte o tanques de almacenamiento;
- Los costos y erogaciones necesarias para la explotación de los yacimientos de petróleo crudo o gas natural determinados de conformidad con las Normas de Información Financiera mexicanas. Los únicos gastos que se podrán deducir serán los de exploración, transportación o entrega de los hidrocarburos.
- El derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo efectivamente pagado.
- El derecho para la investigación científica y tecnológica en materia de energía.
- El derecho para la fiscalización petrolera.

Un monto adicional de 0.50 dólares por cada millar de pie cúbico de gas natural no asociado extraído, adicional al volumen de extracción que se registrara para 2006. No eran deducibles los intereses de cualquier tipo a cargo de PEP, la reserva de exploración, los gastos de venta y los pagos por pensiones que se hagan con cargo a la reserva laboral.

– Derecho Extraordinario sobre la Exportación de Petróleo (DEEP)

PEP pagaba este derecho cuando en el mercado internacional el precio promedio ponderado anual del barril de petróleo crudo mexicano excedía el precio considerado en la Ley de Ingresos de la Federación (LIF). El derecho se calculaba aplicando la tasa de 13.1% sobre el valor de la diferencia entre el precio promedio ponderado anual del barril y el precio considerado en la estimación de la LIF. La recaudación anual que se generaba por este derecho se destinaba a las entidades federativas a través del Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas (FEIEF).

– Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización (DSHFE)

PEP pagaba anualmente este derecho cuando el precio promedio del barril de petróleo crudo exportado excedía los 22 dólares, las tasas aplicadas se muestran en la Tabla 2.

Tabla 2. Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización.

Rango de precio promedio ponderado anual del barril de petróleo crudo mexicano exportado. (dólares estadounidenses)	Porcentaje 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: Elaboración propia con información del artículo 256 de la Ley Federal de Derechos, vigente en 2014

Régimen Especial

– Derecho Especial sobre Hidrocarburos (DESH)

Este derecho se calculaba aplicando la tasa del 30% a la diferencia entre el valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos⁶ en el campo de que se trate y considerando las deducciones permitidas.⁷

⁶ Al referirse a extraídos, también incluye el consumo que de estos productos efectúe PEP, así como las mermas por derramas o quema de dichos productos.

⁷ Para la determinación de la base del Derecho Especial sobre Hidrocarburos, se deducían los siguientes conceptos:

- El 100% de las inversiones realizadas para la exploración.
- El 100% de las inversiones realizadas para recuperación secundaria, recuperación mejorada, mantenimiento no capitalizable y pruebas tecnológicas.
- El 16.7% de las inversiones para el desarrollo y explotación de yacimientos de petróleo crudo o gas natural hasta agotar el monto de la inversión;
- El 5% de las inversiones realizadas en oleoductos, gasoductos, terminales, transporte o tanques de almacenamiento.

Cuando la producción acumulada del campo era mayor a 240 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (bpce), se aplicaba la tasa de 36% al valor de la producción que excediera de dicho monto.

– Derecho Adicional sobre Hidrocarburos (DASH)

PEP pagaba este derecho cuando el valor promedio acumulado anual del bpce fuera mayor a 60 dólares. A la diferencia que existiera entre el valor promedio acumulado anual del bpce y 60 dólares se le aplicaba una tasa del 52% y se multiplicaba por el volumen de petróleo crudo equivalente extraído en el campo de que se tratara.

– Derecho sobre Extracción de Hidrocarburos (DSEH)

PEP pagaba este derecho a la tasa del 15% sobre el valor anual del petróleo crudo y gas natural extraído en cada campo, así como las mermas por derramas o quema de dichos productos. La recaudación anual de este derecho se destinaba al Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros (FEIP).

Otros Derechos

– Derecho para la Investigación Científica y Tecnológica en Materia de Energía

Este derecho también era pagado por PEP a una tasa del 0.65% al valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año.⁸

– Derecho para Regular y Supervisar la Exploración y Explotación de Hidrocarburos

Este derecho se pagaba a una tasa del 0.03% al valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año. Los ingresos que se generaban por este último concepto se destinaban a cubrir el presupuesto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

-
- Los costos, gastos y erogaciones 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.
 - El Derecho para la Investigación Científica y Tecnológica en materia de energía.
 - El Derecho para la Fiscalización Petrolera.
 - El Derecho sobre Extracción de Hidrocarburos.

El monto de las deducciones por los tres últimos puntos no podía exceder el 60% del valor del petróleo crudo y gas natural extraído en el año del campo de que se trate, ni a 32.5 dólares por barril de petróleo crudo equivalente. La parte deducible que rebasara el monto máximo de deducción se podían deducir en los 15 ejercicios inmediatos posteriores de conformidad con las disposiciones generales que emitiera la SHCP, sin que dicha deducción pudiera aplicarse en los derechos relativos a otro campo. No eran deducibles los intereses de cualquier tipo a cargo de PEP, la reserva de exploración, los gastos de venta y los pagos por pensiones con cargo a la reserva laboral.

⁸ La recaudación anual que genera este derecho se distribuye de la siguiente forma:

- El 63% al Fondo Sectorial CONACYT-Secretaría de Energía-Hidrocarburos.
- El 2% al Fondo mencionado en la fracción anterior con el objeto de formar recursos humanos especializados en la industria petrolera.
- 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.
- El 20% Fondo Sectorial CONACYT-Secretaría de Energía-Sustentabilidad Energética.

– Derecho para la Fiscalización Petrolera

PEP también estaba obligado al pago anual de este derecho a una tasa de 0.003% del valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año. La recaudación por este derecho se destinaba a la Auditoría Superior de la Federación (ASF), de acuerdo con lo establecido en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF).

1.3.2 Impuestos

En lo que se refiere al pago de impuestos, Pemex pagaba los siguientes:

– Impuesto al Valor Agregado (IVA)

Pemex y sus organismos subsidiarios efectuaban individualmente los pagos del Impuesto al Valor Agregado (IVA) a la Tesorería de la Federación (TESOFE), mediante declaraciones mensuales.

– Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS)

Por la enajenación de gasolinas y diésel, por conducto de PEMEX-Refinación, se enteraban diariamente anticipos a cuenta del IEPS, (siempre que las tasas aplicables a la enajenación de dichos productos resultaran positivas).

– Impuesto a los Rendimientos Petroleros

Cada organismo calculaba el Impuesto a los Rendimientos Petroleros aplicando al rendimiento neto del ejercicio la tasa del 30%.

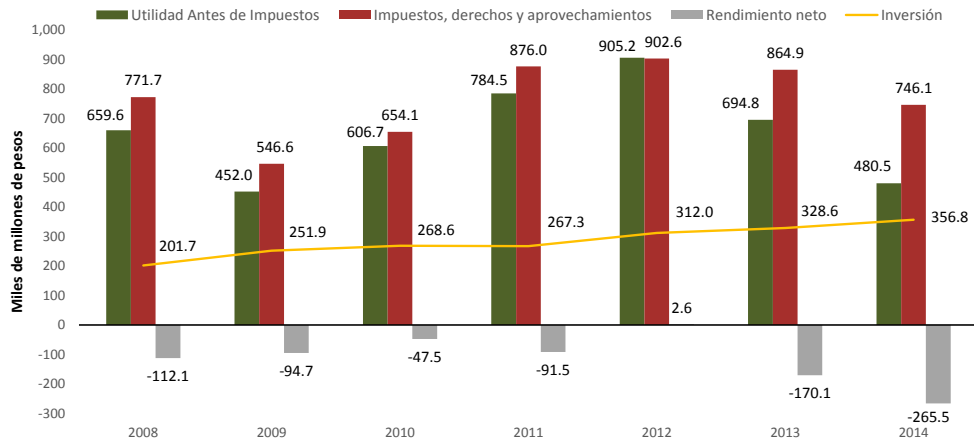
– Impuestos a la importación

Pemex y sus organismos subsidiarios determinan individualmente los impuestos a la importación y las demás contribuciones que se causen con motivo de las importaciones que realicen.

1.4 Carga Fiscal

Como se aprecia en la Gráfica 2, salvo en 2012, el rendimiento neto de Pemex ha sido negativo. Tan sólo en 2013 las pérdidas ascendieron a 170.1 mdp y en 2014 a 265.5 mil millones de pesos. La caída en la utilidad antes de impuestos es en parte, producto de la menor plataforma de producción así como de la caída en los precios internacionales del petróleo a partir de la segunda mitad de 2014. A pesar de ello, destacan las inversiones por 328.6 y 356.8 miles de millones de pesos para esos dos años, respectivamente.

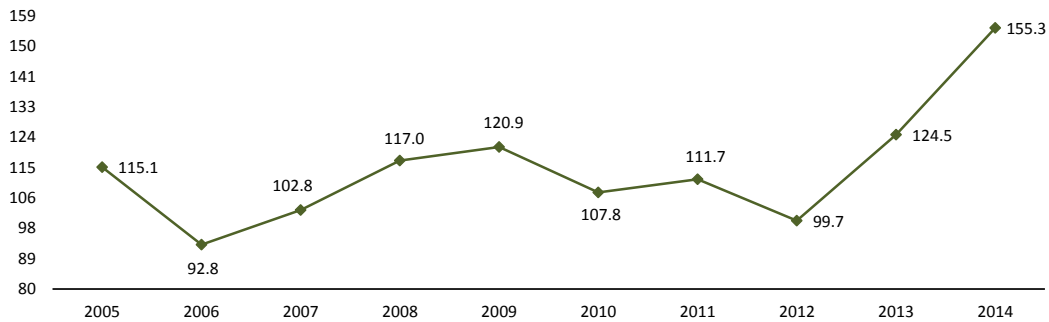
Gráfica 2. Utilidad antes de impuestos, impuestos, derechos y aprovechamientos pagados y rendimiento neto de 2005-2014
(Miles de millones de pesos)



Fuente: Elaboración propia con datos de los Estados de Resultados de Pemex

De 2005 a 2014, los impuestos, derechos y aprovechamientos representaron, en promedio, el 114.9% de las utilidades antes de impuestos (ver Gráfica 3).

Gráfica 3. Pemex: Impuestos, Derechos y Aprovechamientos/Utilidad Antes de Impuestos
(Porcentaje)



Fuente: Elaboración propia con datos de los Estados de Resultados de Pemex.

Lo anterior, permite observar que el régimen fiscal impuesto a Pemex, como único participante en las actividades estratégicas del sector, permitía al Estado extraer la totalidad de la renta petrolera, pero su diseño afectaba la situación financiera de Pemex.

2. El Nuevo Régimen Fiscal

Tras la Reforma, las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos pueden llevarse a cabo a través de Empresas Productivas del Estado (EPE's), en este caso Pemex; o bien, a través de contratos que el Estado puede celebrar tanto con EPE's como con privados o con una asociación entre estos últimos.

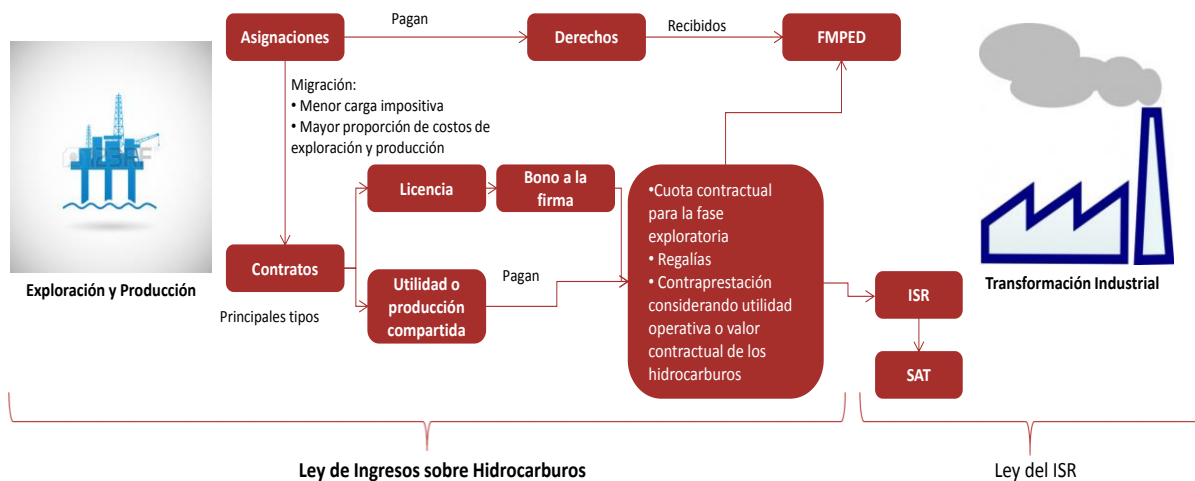
En este capítulo se analiza el nuevo régimen fiscal del sector hidrocarburos aprobado en la Reforma Energética de 2014. En particular se describen los ingresos que el Estado obtendrá tanto de las asignaciones como de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos.

La forma en que se lleve a cabo la exploración y extracción de los hidrocarburos define la manera en que el Estado percibe ingresos, de tal manera que, de acuerdo con al artículo 2º de la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos (LISH), si las actividades se llevan a cabo por:

- **Asignación**, el Estado recibe los derechos e impuestos establecidos por la LISH, incluyendo el ISR. Una asignación solo puede ser otorgada a una Empresa Productiva del Estado y, en este caso, la única que actualmente existe en el sector es Pemex.
- **Contrato**, el Estado recibe contraprestaciones e impuestos establecidos por la LISH, incluyendo el ISR. Cabe destacar que existen varios tipos de contratos: de Licencia, de Utilidad Compartida, de Producción Compartida y de Servicios. Las contraprestaciones a favor del Estado y del contratista varían conforme el tipo de contrato.

Otra modificación relevante, se encuentra en la administración de los ingresos por las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos; en este caso es el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (FMPED) quien tiene entre sus funciones, recibir y administrar los ingresos por derechos y contraprestaciones sin incluir los provenientes de impuestos.

Ilustración 3. Nueva Estructura Fiscal del Sector Hidrocarburos



Fuente: Elaboración propia con información de Pemex (2014).

2.1 Descripción general de los derechos, impuestos y contraprestaciones

El esquema de derechos e impuestos, bajo el cual se encuentran las asignaciones presenta similitudes con el esquema de contraprestaciones e impuestos diseñado para los contratos. A continuación se muestran estas similitudes, en las secciones posteriores se profundizará en la descripción de cada uno.

- Los asignatarios pagan el Derecho por la Utilidad Compartida (DUC) como un porcentaje fijo de la Utilidad, en tanto que en un contrato de Producción y Utilidad Compartida, se pagará de manera equivalente un porcentaje de la utilidad operativa. En el caso de los asignatarios existirá la posibilidad de deducir ciertos costos, gastos e inversiones (CGI), mientras que los contratistas podrán recuperar CGI.
- Los asignatarios pagan el Derecho de Exploración de Hidrocarburos (DEXP) y los contratistas pagan de manera equivalente una Cuota Contractual para la Fase Exploratoria (excepto en los contratos de servicios).
- Los asignatarios están obligados al pago del Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DEXT), cuya base de cálculo es equivalente a las Regalías que pagarán los contratistas (excepto en los contratos de servicios).
- Tanto los asignatarios como los contratistas pagan el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (IAEEH).
- De igual forma, tanto asignatarios como contratistas pagarán el ISR a una tasa del 30%.

Ilustración 4. Derechos e impuestos que pagan asignatarios y contratistas



Fuente: Elaboración propia con información de la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos y la Ley de Hidrocarburos.

2.1.1 Ingresos derivados de las asignaciones

2.1.1.1 Derecho por la Utilidad Compartida (DUC)⁹

Conforme a lo establecido en la LISH, los asignatarios pagan por concepto de DUC una tasa del 65% a lo que resulta de restar al valor de los hidrocarburos extraídos¹⁰ durante el ejercicio fiscal correspondiente las deducciones permitidas por la dicha ley. Cabe señalar que, conforme a los artículos transitorios, la tasa a aplicar en 2015 es del 70%, misma que se reducirá de manera gradual hasta llegar al 65% en el 2019. En la Tabla 3 se muestra la evolución que tendrá la tasa en el periodo 2015-2019.

Tabla 3. Derecho por la Utilidad Compartida

	2015	70.00%
Durante los ejercicios fiscales 2015 al 2019 se aplicarán las siguientes tasas	2016	68.75%
	2017	67.50%
	2018	66.25%
	2019	65.00%

Fuente: Elaboración propia con información de la LISH.

En la determinación de la base de este derecho, se pueden deducir los siguientes conceptos:

- 100% de las inversiones para exploración, recuperación secundaria y mantenimiento no capitalizable.
- 25% de las inversiones para el desarrollo y extracción de yacimientos de petróleo o gas natural.
- 10% de las inversiones realizadas en infraestructura de almacenamiento o transporte indispensable para las actividades al amparo de la asignación (como oleoductos, gasoductos, terminales o tanques de almacenamiento).
- Costos y gastos necesarios para la extracción de yacimientos de petróleo y gas natural.
- El Derecho de Extracción de Hidrocarburos efectivamente pagado.

Sin embargo, estas deducciones se encuentran topadas según la región en la que se produzca. Las deducciones por costos, gastos e inversiones anteriores no pueden ser mayores a los siguientes montos:

- 12.5% del valor anual de los hidrocarburos extraídos en áreas terrestres y que sean distintos al gas natural no asociado y sus condensados.

⁹ El pago del DUC contempla pagos provisionales mensuales acumulables, establecidos en el artículo 42 de la LISH. Además, durante 2015 se consideraron anticipos a estos pagos en la Ley de Ingresos de la Federación. A partir de 2016 se eliminan dichos pagos provisionales.

¹⁰ Al referirse a hidrocarburos extraídos también debe considerarse el consumo que de ellos haga, así como las mermas y derrames o quema de dichos productos

- 12.5% del valor anual de los hidrocarburos extraídos en áreas marítimas con tirante de agua inferior a 500 metros (mts) y que sean distintos al gas natural no asociado y sus condensados.
- 80% del valor anual del gas natural no asociado y de los condensados¹¹ extraídos de campos de gas natural no asociado;
- 60% del valor anual de los hidrocarburos extraídos en áreas marítimas con tirante de agua inferior a 500 mts y distintos al gas natural no asociado y sus condensados.
- 60% del valor anual de los hidrocarburos extraídos en el Paleocanal de Chicontepec y distintos al gas natural no asociado y sus condensados.

Cabe indicar que los porcentajes indicados en los primero dos puntos anteriores, no serán aplicables sino hasta 2019. Entre 2015 y 2018 las tasas serán 10.6%, 11.075%, 11.55% y 12.025%, respectivamente.

2.1.1.2 Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DEXT)

El DEXT, tal y como se menciona en el artículo 44 de la LISH, se calcula aplicando una tasa al valor de los hidrocarburos producidos.¹² A continuación se detallan las fórmulas y procedimiento de cálculo de las tasas que se aplicarán en el caso del petróleo, condensados y gas natural:

Petróleo

Para estimar el monto a pagar por el petróleo, se aplica una tasa al *valor* del petróleo, la cual se obtiene de la siguiente manera:

- 7.5% cuando el *precio* del petróleo sea inferior a 48 dólares por barril (dpb), y
- Cuando el *precio* del petróleo sea mayor o igual a 48 dpb:

$$Tasa = [(0.125 \times Precio) + 1.5]\%$$

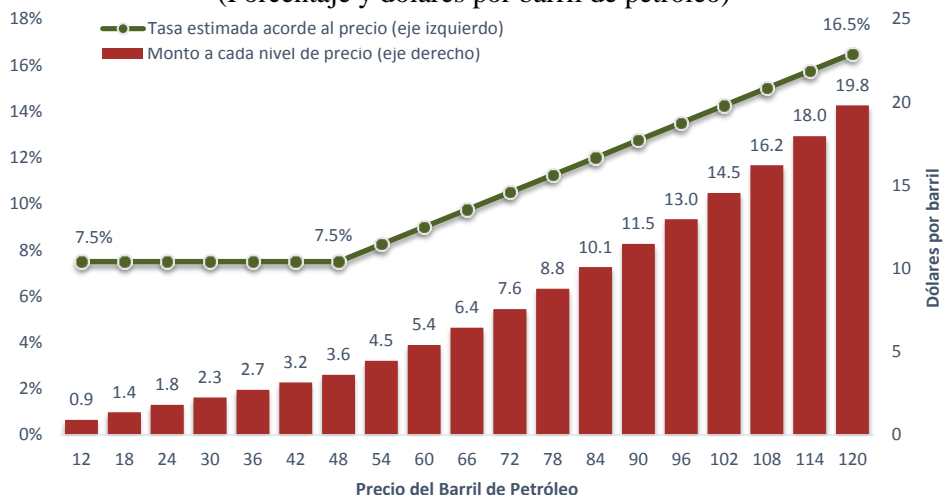
El comportamiento de esta tasa se muestra en la Gráfica 4. En el eje izquierdo se grafica la tasa que se aplicaría según el *precio* del barril de petróleo y en el eje derecho se muestra el equivalente en dólares por barril. Se puede ver que a partir de 48 dólares la tasa aumenta progresivamente, de esta

¹¹ Un condensado es un hidrocarburo líquido del gas natural.

¹² Como se dijo en la sección anterior, el mecanismo de cálculo del DEXT es idéntico al que se usa para el caso de las regalías, la diferencia radica en el precio usado para obtener el valor de los hidrocarburos, ya que en el caso de los contratistas se hace uso del precio contractual, mientras que para los asignatarios se utiliza el precio determinado en las "Reglas de carácter general para definir los métodos de ajuste del valor de los hidrocarburos de los derechos sobre hidrocarburos" emitidas por la SHCP (DOF 16 de febrero del 2015). Por lo tanto, en las fórmulas que se presentan, el *precio* se refiere al "Precio Contractual", para contratistas y al precio determinado por las Reglas ya mencionadas, en el caso de los asignatarios. En caso de los contratistas, cuando se hace referencia al *Valor* de los hidrocarburos, significará "valor contractual".

manera para un *precio* de 30 dólares, la tasa que se cobra es de 7.5%, lo que equivale a 2.3 dpb y si el *precio* fuera de 60 dólares, la tasa correspondiente sería 9.0% y equivaldría a 5.4 dpb.

Gráfica 4. Tasa del DEXT conforme al precio del barril de petróleo
(Porcentaje y dólares por barril de petróleo)



Fuente: Elaboración propia con base en la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos.

Condensados

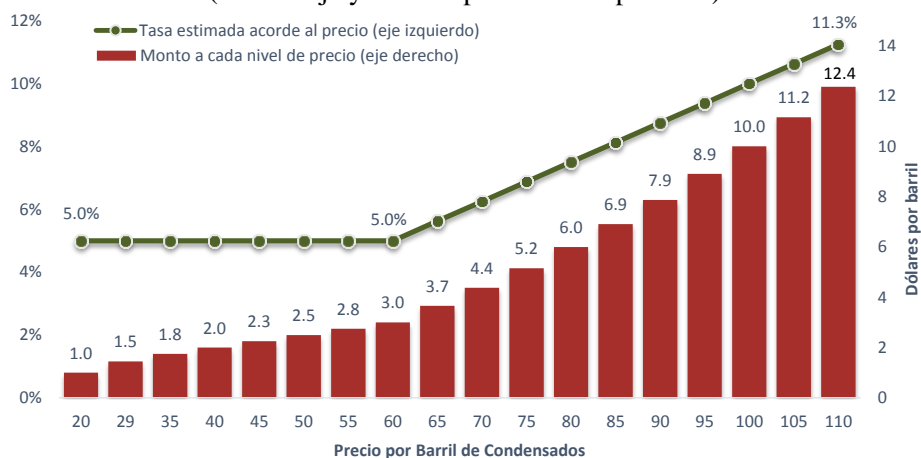
En lo que se refiere a la tasa aplicable a los condensados, ésta se obtiene de la siguiente manera:

- 5.0% cuando el Precio de los condensados sea inferior a 60 dpb, y
- Cuando el Precio de los condensados sea mayor o igual a 60 dpb:

$$Tasa = [(0.125 \times Precio) - 2.5]\%$$

La siguiente gráfica da cuenta de la evolución de dicha tasa, después de los 60 dpb ésta aumenta de forma continua, aunque a un ritmo menor que para el petróleo.

Gráfica 5. Tasa del DEXT conforme al precio del barril de condensados
(Porcentaje y dólares por barril de petróleo)



Fuente: Elaboración propia con base en la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos.

Gas Natural

En el caso del gas natural, la LISH establece un trato diferenciado al gas asociado¹³ y al no asociado. Las tasas se definen de la siguiente forma:

- Cuando se trate de gas natural asociado:

$$Tasa = \frac{\text{Precio del gas natural}}{100}$$

- Cuando se trate de gas natural no asociado:
 - 0% cuando el *precio* sea menor o igual a 5 dólares por millón de BTU¹⁴ (MMBTU);
 - Cuando el *precio* sea mayor a 5 y menor a 5.5 dólares por MMBTU:

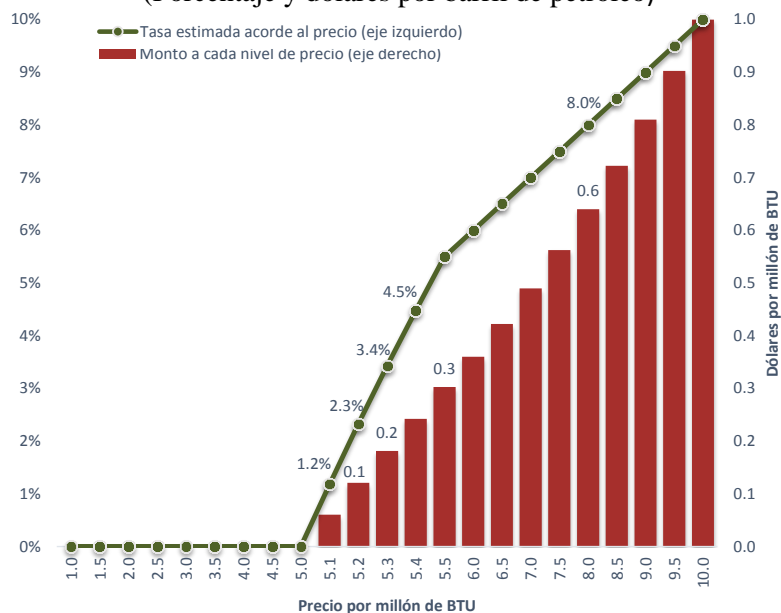
$$Tasa = \left[\frac{(\text{Precio del gas natural} - 5) \times 60}{100} \right] \%$$

- Cuando el *precio* del gas natural sea mayor o igual a 5.5 dólares por MMBTU:

$$Tasa = \frac{\text{Precio del gas natural}}{100}$$

La Gráfica 6 muestra el comportamiento de esta tasa para el gas natural no asociado. En este caso, si el precio del millón de BTU de gas natural se encuentra en 5.2 dólares, entonces la tasa que se cobrará al gas natural no asociado será del 2.3%, es decir 0.1 dólares por millón de BTU.

Gráfica 6. Tasa del DEXT por millón de BTU de gas natural no asociado
(Porcentaje y dólares por barril de petróleo)



Fuente: Elaborado por el IBD con base en la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos.

¹³ Se refiere al gas que se encuentra en un yacimiento donde predominan los hidrocarburos líquidos en forma de petróleo o condensado.

¹⁴ BTU son las siglas de British Thermal Unit. Representa la cantidad de energía necesaria para elevar un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua en condiciones atmosféricas normales.

2.1.1.3 Derecho de Exploración de Hidrocarburos (DEXP)

Los asignatarios están obligados a pagar mensualmente el DEXP por el área de asignación que no se encuentre en fase de producción. Durante los primeros 60 meses de vigencia de la asignación pagarán 1,150 pesos por km²; en tanto que a partir del mes 61 lo harán por 2,750 pesos por km².

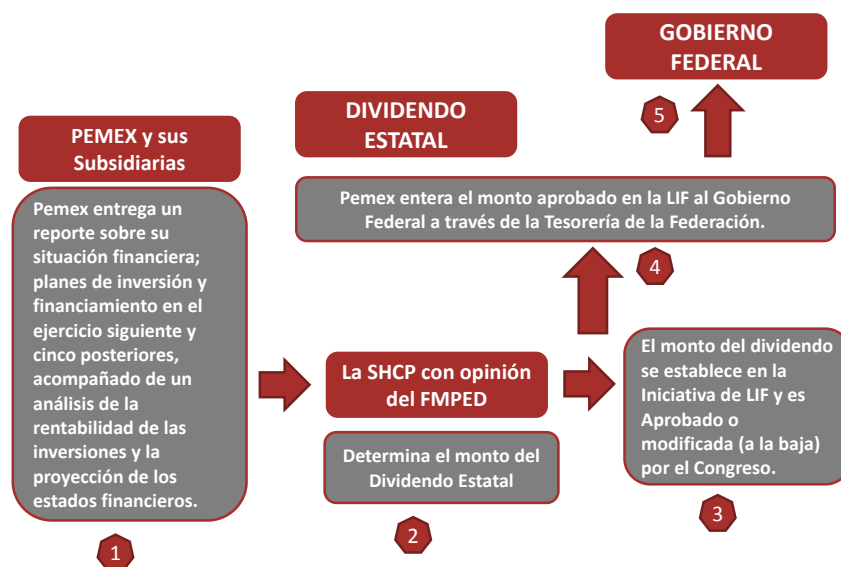
2.1.1.4 Dividendo Estatal

Adicionalmente, Pemex y sus subsidiarias deberán pagar anualmente un Dividendo Estatal.¹⁵ En julio de cada año, el Consejo de Administración de Pemex enviará a la SHCP un reporte sobre la situación financiera de Pemex, con los planes, opciones de inversión y financiamiento en el ejercicio inmediato siguiente y cinco posteriores, acompañado de un análisis de la rentabilidad de las inversiones y la proyección de los estados financieros correspondientes.

Con esa información, la SHCP (con opinión del FMPED) determinará el monto que Pemex y cada subsidiaria deben entregar al Gobierno Federal como dividendo estatal. Dichos montos se incluirán en la iniciativa de LIF correspondiente para su aprobación por parte del Congreso de la Unión y únicamente pueden revisarse a la baja.

Pemex y sus subsidiarias pagarán el dividendo aprobado a la TESOFE en los términos que señale la SHCP, y si existiera un remanente, este será reinvertido conforme lo decida su Consejo de Administración. En la Ilustración 5 se resume el procedimiento para la determinación del Dividendo Estatal.

Ilustración 5. Dividendo Estatal



Fuente: Elaboración propia con información de la Ley de Hidrocarburos.

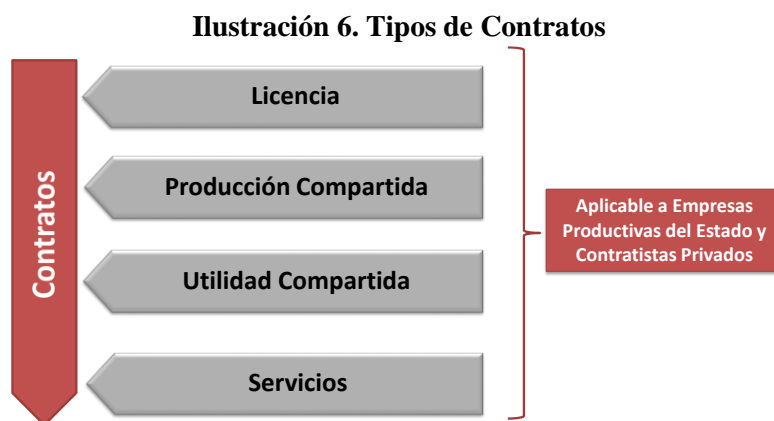
¹⁵ Ver capítulo VI de la Ley de Petróleos Mexicanos, DOF 11 de agosto de 2014.

Conforme lo señalado en la Ley de Pemex, el dividendo estatal comenzará a cobrarse en 2016 y será como mínimo del 30% de los ingresos después de impuestos que generen Pemex y sus subsidiarias durante 2015. Dicho nivel mínimo se reducirá hasta alcanzar el 15% en 2021 y 0% en 2026.

A pesar de lo anterior, en 2016 a solicitud de la SHCP y con la opinión favorable del Comité Técnico del FMPED, Pemex no pagará Dividendo Estatal. Esta decisión fue tomada al considerar, en primer lugar, la situación financiera de Pemex y sus subsidiarias ante la caída del precio del petróleo y, en segundo lugar, a los planes y perspectivas de inversión y financiamiento.¹⁶

2.1.2 Ingresos derivados de los contratos

Los ingresos del Estado derivados de los contratos se establecen a nivel general en la LISH, adicionalmente en cada contrato se establecen condiciones particulares que pueden variar según el tipo de área contractual o condiciones de riesgo. Los pagos que los contratistas hagan al Estado por concepto de dichas contraprestaciones no los exime de cumplir con el ISR y demás disposiciones fiscales.¹⁷



Fuente: Elaboración propia con información de la Reforma Constitucional.

2.1.2.1 Contratos de Licencia

En los contratos de Licencia el gobierno recibirá las siguientes contraprestaciones:

Bono a la Firma. Consiste en un monto específico que paga el contratista a favor del Estado en el tiempo y la forma que la licitación respectiva determine (o en el contrato cuando se trate de la

¹⁶ La opinión favorable del Comité Técnico del FMPED se emitió en un comunicado el día 3 de septiembre del 2015.

¹⁷ En esta sección se profundizará principalmente en los ingresos que obtendría el Estado en cada contrato. Para mayor información sobre el diseño y funcionamiento de cada contrato, se sugiere revisar el cuaderno de trabajo: "Reforma y nueva estructura del sector de hidrocarburos en México". Elaborado en la Dirección General de Finanzas del Instituto Belisario Domínguez.

migración de una asignación); es determinado por la SHCP en cada contrato y pagado en efectivo al Estado a través del FMPED.

Cuota Contractual para la Fase Exploratoria. Consiste en un monto mensual por km² que el contratista debe cubrir. Se trata de un pago mensual a favor del Estado por 1,150 pesos por km² que no se encuentre en fase de producción durante los primeros 60 meses de vigencia del contrato y 2,750 pesos por km² a partir del mes 61, dichas cuotas se actualizan en enero de cada año, conforme a la variación del Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC). Es equivalente al DEXP pagado por los asignatarios.

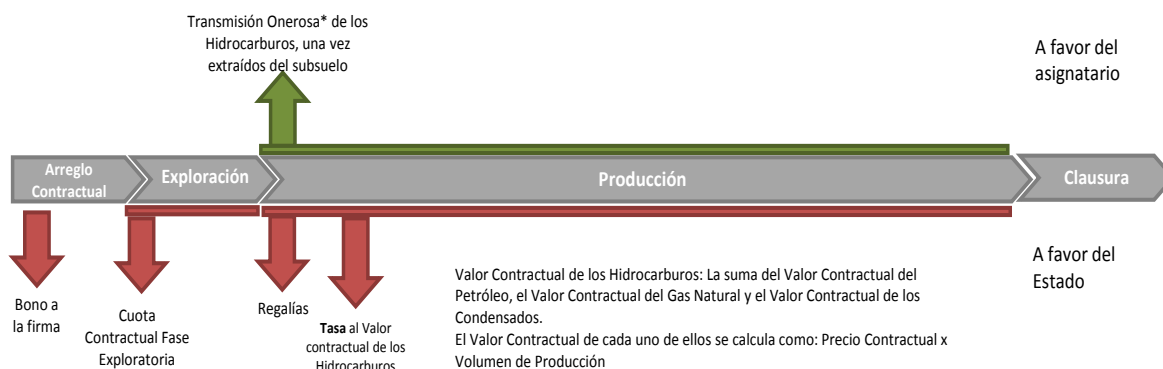
Regalías. Consisten en un porcentaje del valor contractual de cada tipo de hidrocarburo producido. Su cálculo es equivalente al método señalado para el DEXT en la sección 2.1.1.2.

Tasa aplicada al valor contractual de los hidrocarburos¹⁸. Esta tasa es pagada al Estado en cada período conforme se establezca en el contrato, si existiera una rentabilidad extraordinaria, la tasa se podría modificar a través de un mecanismo de ajuste establecido en el contrato.

Por su parte, el contratista recibe la transmisión onerosa (propiedad) de los hidrocarburos una vez extraídos del subsuelo (siempre que se encuentre al corriente de sus pagos y obligaciones fiscales con el Estado).

Ilustración 7. Contratos de Licencia

Flujos de contraprestaciones de los contratos a favor del Estado y a favor del contratista.



Fuente: Elaboración propia con información de la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos.

Conviene recordar que el Bono a la firma, la Tasa al Valor Contractual de los Hidrocarburos, así como una fórmula específica para determinar los precios contractuales de los hidrocarburos no se define de forma concreta en la LISH, sino que quedan sujetos a lo que se estipule en cada contrato.¹⁹

¹⁸ En la tercera licitación de la Ronda 1, se utiliza el término “regalía adicional” para referirse a este concepto.

¹⁹ En cada período se determinará el Valor Contractual de los Hidrocarburos. Cada contrato deberá contener los mecanismos para la determinación en el Punto de medición, de los precios contractuales del petróleo, condensados y gas natural, 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, por costos de comercialización, transporte y logística, entre otros.

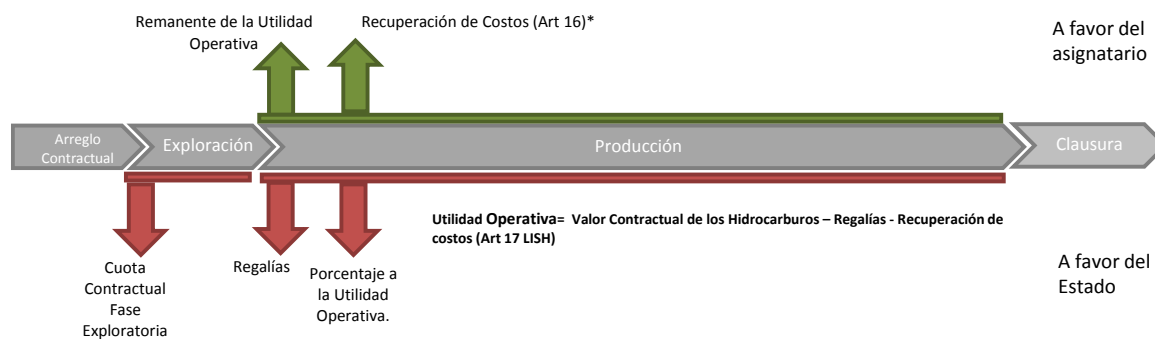
2.1.2.2 Contratos de Utilidad Compartida

En los contratos de Utilidad Compartida, los contratistas entregan la producción al comercializador, el cual entrega a su vez los ingresos producto de la comercialización al FMPED, este último se encarga de hacer los pagos correspondientes al Estado y al contratista. En estos contratos, el Estado recibirá contraprestaciones por: Cuota Contractual para la Fase Exploratoria y Regalías, que se determinan de la misma manera que el DEXP y DEXT respectivamente y el Porcentaje de la Utilidad Operativa establecido en cada contrato. La Utilidad Operativa se determinará al disminuir del *Valor* de los Hidrocarburos el monto de regalías pagado y la contraprestación correspondiente a la recuperación de costos.

En este caso, el contratista recibe la recuperación de costos y el remanente de la utilidad de operación. Se debe mencionar que la recuperación de costos únicamente se puede llevar a cabo en el momento en que comienza la producción comercial. Los costos, gastos e inversiones recuperables deben cumplir con lo señalado en el artículo 19 de la LISH y en los “*Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones: la verificación contable y financiera de los contratos, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos*” (*Lineamientos*) publicados por la SHCP (DOF 6 de Julio de 2015).

Ilustración 8. Contratos de Utilidad Compartida

Flujos de contraprestaciones de los contratos a favor del Estado y a favor del contratista.



Nota: cada periodo se determinará el Valor Contractual de los Hidrocarburos. Cada contrato deberá contener los mecanismos para la determinación en el Punto de Medición de los precios contractuales del petróleo, gas natural y condensados, 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 costos de comercialización, transporte, logística, entre otros.

*En estos contratos se puede optar por no incluir la recuperación de costos (Art. 13 LISH).

Fuente: Elaboración propia con información de la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos.

Al igual que en el caso anterior, el Porcentaje de la Utilidad Operativa, así como una fórmula específica para determinar los precios contractuales de los hidrocarburos no se definen de forma concreta en la LISH sino que quedan sujetos a lo que se estipule en el contrato.

2.1.2.3 Contratos de Producción Compartida (CPC)

En los CPC, las contraprestaciones que se pagan al contratista se hacen en especie, es decir, como una proporción de la producción contractual de hidrocarburos equivalente al valor de dichas contraprestaciones. Por el otro lado, el Estado recibe una Cuota Contractual por la Fase Exploratoria, Regalías y un Porcentaje de la Utilidad Operativa.

Como en los casos anteriores, el Porcentaje de la Utilidad Operativa, así como una fórmula específica para determinar los precios contractuales de los hidrocarburos no se definen de forma concreta en la LISH sino que quedan sujetos a lo que se estipule en el contrato. (ver Ilustración 8, para el caso de los contratos de Producción Compartida las contraprestaciones son las mismas que en el caso de los contratos de Utilidad Compartida salvo que se hacen en especie).

Al igual que en los contratos de Utilidad Compartida, la recuperación de costos únicamente se puede llevar a cabo en el momento en que se comienza con la producción comercial y estará sujeta a lo establecido en la LISH y en los lineamientos publicados por la SHCP.

En resumen, tanto las licencias como los contratos de Utilidad y de Producción Compartida pagan una Cuota Contractual por la Fase Exploratoria. Sin embargo, los contratos de Licencia pagan el Bono a la firma y una tasa al Valor Contractual de los hidrocarburos de forma exclusiva. Por su parte, los contratos de Producción y Utilidad Compartida pagan un porcentaje de la Utilidad Operativa. En la siguiente tabla se resumen las contraprestaciones a favor del Estado y del Contratista.

Tabla 4. Contraprestaciones a favor del Estado y de los contratistas

	Bono a la Firma	Cuota Contractual para la Fase Exploratoria	Regalías	Tasa valor contractual de los hidrocarburos	Porcentaje de la Utilidad Operativa	A favor del Contratista
Contratos de Licencia	✓	✓	✓	✓		Transmisión onerosa de los hidrocarburos extraídos
Contratos de Utilidad Compartida		✓	✓		✓	Recuperación de costos. Remanente de la Utilidad de Operación
Contratos de Producción Compartida		✓	✓		✓	Proporción de la producción contractual equivalente al valor de la recuperación de costos y del remanente de la utilidad de operación.

Fuente: Elaboración propia con datos de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

En lo que se refiere a las contraprestaciones a favor de los contratistas, éstas varían dependiendo del tipo de contrato. Los contratos de Licencia reciben la transmisión de la propiedad de los hidrocarburos extraídos y los de Utilidad Compartida reciben la recuperación de costos y un remanente de la utilidad de operación (Artículo 6 de la LISH). En tanto, los contratos de Producción

Compartida reciben una proporción de la producción contractual de hidrocarburos, equivalente al valor de la recuperación de costos y del remanente de la utilidad operativa correspondiente.

2.1.2.4 Contratos de Servicios

En este tipo de contratos, de acuerdo al artículo 21 de la LISH, los contratistas entregan la totalidad de la producción contractual al Estado; las contraprestaciones a favor del contratista serán siempre en efectivo y se establecen en cada contrato considerando los estándares o usos de la industria. Los contratos de servicios son pagados en efectivo por parte de Pemex o sus subsidiarias y se trata de aquellos que tradicionalmente se han utilizado. Se trata de contratos adecuados para actividades de bajo riesgo y cuyos servicios son realizados generalmente por empresas nacionales.

2.1.3 Ingresos por Impuestos

2.1.3.1 Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (IAEEH)

Este impuesto, establecido en el artículo 55 de la LISH, debe ser pagado mensualmente tanto por contratistas como asignatarios con base en la extensión del área contractual o de asignación. El impuesto se paga por kilómetro cuadrado y las tarifas, que se actualizarán anualmente, en 2015 se establecieron conforme lo siguiente:

1. Durante la fase de exploración 1,500 pesos por km².
2. Durante la fase de extracción 6,000 pesos por km².

La fase de exploración comprende desde la formalización del contrato o asignación hasta el inicio de la fase de extracción, que a su vez comprende del inicio de actividades de producción comercial de hidrocarburos hasta la conclusión del contrato o la asignación. El SAT es el encargado de publicar las reglas de carácter general para el pago de este impuesto. De acuerdo con el artículo 57 de la LISH, los recursos recaudados se destinarán al Fondo para Entidades Federativas y Municipios Productores de Hidrocarburos²⁰ y por tanto no tendrán relación con el FMPED.

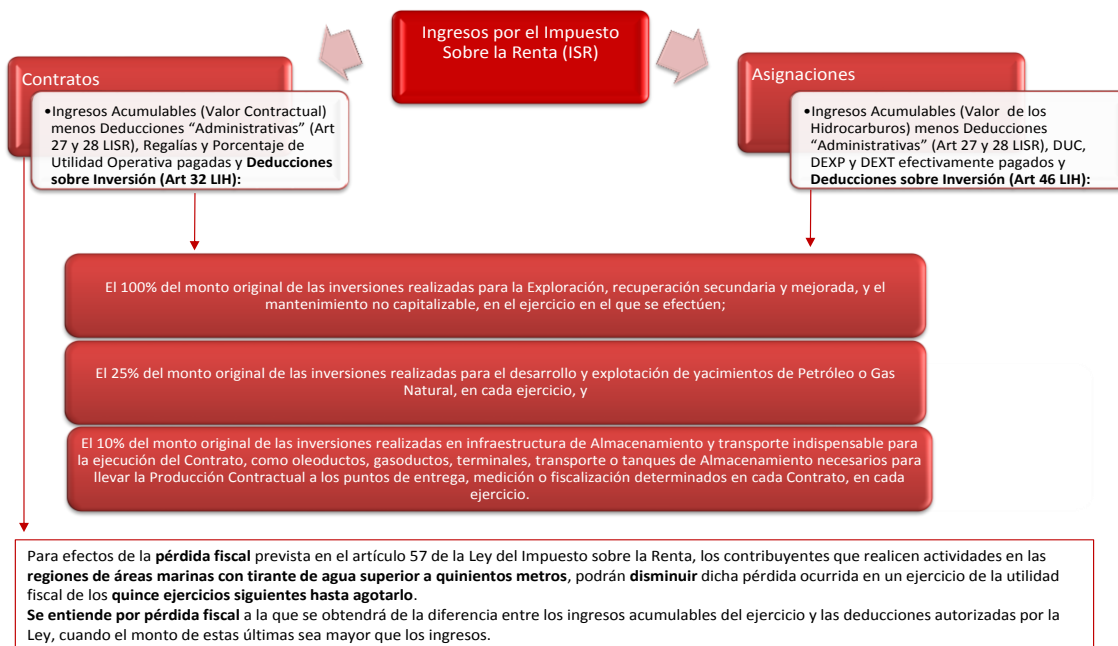
2.1.3.2 Impuesto Sobre la Renta (ISR)

Los contratistas y asignatarios están obligados al pago de este impuesto por los ingresos que obtengan por las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos y podrán aplicar las deducciones permitidas por la LISH en el artículo 32 y 46, para asignatarios y contratistas respectivamente. En la siguiente ilustración se muestra la forma en que se determina la base de este impuesto tanto para

²⁰ Para dicho efecto, la SHCP publicó en el DOF, el día 4 de junio de 2015, el *Acuerdo por el que se emite las Reglas de Operación para la distribución y aplicación de los recursos del Fondo para Entidades Federativas y Municipios Productores de Hidrocarburos*.

contratistas como para asignatarios. Cabe mencionar que el SAT tiene facultades para aclarar o profundizar en la regulación de los términos fiscales a través de las Resoluciones Misceláneas que se publican anualmente.

Ilustración 9. Cálculo de la Base del Impuesto Sobre la Renta



Fuente: Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos y Ley del Impuesto sobre la Renta.

En caso de que existan pérdidas fiscales, los contribuyentes que realicen actividades en aguas profundas (con tirante de agua superior a los 500 metros) podrán disminuir dicha pérdida de la utilidad fiscal de los quince ejercicios siguientes.

Cuando el contratista sea una EPE y pretenda asociarse con terceros para la ejecución de un contrato, la SHCP establecerá los términos fiscales del contrato y las variables de adjudicación, licitación, asociación o cesión, según corresponda; garantizando que los ingresos del Estado no sean inferiores a los que hubieran obtenido bajo el contrato original. Los supervisores de los contratos serán el FMPED, la SHCP y la CNH, los cuales deben coordinarse para realizar sus funciones.

También es importante señalar que a fin de evitar que las sociedades titulares de más de un contrato consoliden las posibles pérdidas de un área contractual con las ganancias de otra, la Ley obliga a que en las bases de licitación y en los contratos se especifique que sólo podrán participar en los procesos de licitación de contratos las EPEs, las personas morales y asociaciones cuyo objeto sea exclusivamente la exploración y extracción de hidrocarburos y actividades conexas que no tributen en el régimen fiscal opcional para grupos de sociedades.

Recuadro 1. Diferencias relevantes entre el DUC (asignación) y el Porcentaje de la Utilidad Operativa (contrato)

El DUC, en el caso de asignatarios, y el Porcentaje de la Utilidad Operativa, en el de los contratistas son las contribuciones fiscales que tienen mayor peso dentro del nuevo régimen. Aunque tienen el mismo objetivo (transferir un porcentaje de la Utilidad que obtenga un asignatario o un contratista al Estado), presentan diferencias que vale la pena destacar.

La primera diferencia es la posibilidad que tienen los asignatarios de deducir los costos, gastos e inversiones (CGI) permitidos por la LISH, frente a la que tienen los contratistas para recuperar sus CGI una vez que hayan iniciado la producción comercial. Esta condición implica que los contratistas deben asumir el riesgo de la actividad de exploración y extracción, ya que de no lograr la producción comercial entonces sus CGI efectuados al momento no podrían recuperarse. Además, mientras los contratistas deben sujetarse a un límite de recuperación de costos, que se establecerá en cada contrato, un asignatario cuenta con topes a las deducciones, mismos que se señalan en el artículo 41 de la LISH.

La adecuada supervisión y aprobación de los CGI es fundamental para asegurar que el Estado obtenga los mayores ingresos posibles. En ese sentido, la SHCP emitió los *Lineamientos* que complementan a la LISH en esta materia y que establece los criterios bajo los cuales los CGI se considerarán recuperables. Por ejemplo, en dichos Lineamientos se considera que un CGI no será recuperable si su precio no es el de mercado. Este requisito parece ser insustancial; sin embargo, la naturaleza del sector, en donde existe cierta integración vertical o compañías relacionadas o que pertenecen a un mismo grupo, hace necesaria la adecuada supervisión en materia de precios de transferencia y esto supone un reto para las autoridades regulatorias, en este caso el SAT y la SHCP.

Otra diferencia es que en los contratos existe un mecanismo de ajuste al porcentaje de la Utilidad Operativa que corresponde al Estado. En caso de que la rentabilidad observada sea mayor a cierto porcentaje (fijado en el contrato), la Utilidad Operativa que se deberá transferir al Estado deberá ser mayor.

Estas diferencias resultan relevantes pues dado que los contratos implican mayor riesgo, sus tasas impositivas pueden ser menores y las deducciones mayores respecto de lo que ocurre en las asignaciones. Así, las condiciones en que fueron establecidos los flujos de pago de los contratos son más flexibles que el de las asignaciones como una forma de ajustarse a las condiciones de riesgo que se presenten en cada uno de los proyectos.

3. Estimación de la proporción de los ingresos por actividades de exploración y extracción que obtendrá el Estado con el nuevo régimen fiscal.

Esta sección tiene como objetivo estimar, bajo un escenario hipotético, la proporción de los ingresos generados por las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos que durante el periodo 2015-2022 podría obtener el Estado bajo el nuevo régimen fiscal. Para elaborar dicha estimación se calcularon los ingresos que se obtendrían por los distintos derechos e impuestos, mismos que dependen del comportamiento de variables como la producción, los precios, la extensión de las áreas productivas y el tipo de cambio, principalmente.

Los cálculos que se muestran a continuación no representan un pronóstico del comportamiento esperado de dichas variables, tampoco pueden considerarse como proyecciones o ser tomadas en cuenta para otro tipo de estimaciones. Se trata de un ejercicio estadístico cuyo propósito es determinar la participación estatal en los ingresos por la venta de hidrocarburos.

3.1 Supuestos

Los principales supuestos para la elaboración del cálculo son los siguientes:

3.1.1 Generales

- Se considera la existencia de un único asignatario, el cual lleva a cabo todas las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.²¹ Este supuesto implica que se calcularán los ingresos basados en el régimen fiscal que enfrenta un asignatario, por lo que únicamente se calcularán los derechos e impuestos correspondientes.²² Este supuesto no resulta lejano de la realidad si se considera que en los próximos años Pemex seguirá siendo el mayor productor de hidrocarburos del país y que la producción comercial de hidrocarburos que resulte de los contratos firmados, probablemente se verá cerca del final del periodo analizado.
- Únicamente se consideran las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos (*Upstream*), por lo que no se incluye lo que ocurre en el resto del sector.
- No se consideran los ingresos extraordinarios provenientes de contrataciones de coberturas al precio del barril del petróleo.

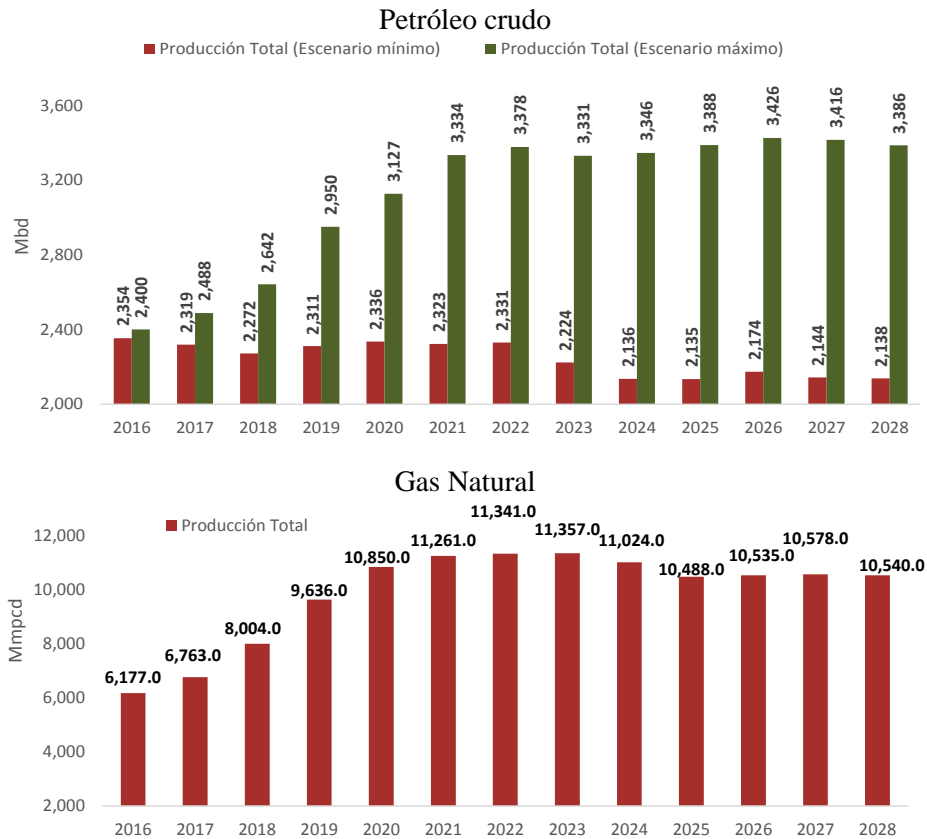
²¹ Este supuesto es necesario ya que al momento de elaboración de este trabajo, no se contaba con la totalidad de la información sobre las condiciones específicas que contendrán los contratos (Porcentaje de Utilidad Operativa, Límite de Recuperación de Costos, Km2 de las áreas contractuales, etc). Además de que estas condiciones dependerán de cada contrato y del área contractual a licitar.

²² Se debe recordar que, para fines prácticos, se puede considerar como equivalentes al DUC y al Porcentaje de Utilidad Operativa, al DEXT y las Regalías y, por último al DEXP y a la Cuota Contractual para la Fase Exploratoria.

3.1.2 Producción

- Se considera únicamente la producción de petróleo y gas natural, tanto asociado como no asociado. Para 2015, la producción utilizada es el promedio de la producción diaria de enero a noviembre reportada por Pemex y a partir del 2016, se utilizan las proyecciones que se encuentran en la *Prospectiva de Petróleo y Petrolíferos 2015-2029* (Sener, 2015) y *Prospectivas de Gas Natural y Gas LP 2014-2028* (Sener, 2014). En el caso de la producción de petróleo, se utilizó el promedio del escenario de producción mínimo y máximo publicados en el documento mencionado.²³

Gráfica 7. Producción de petróleo crudo y gas natural 2015-2028
(Mbd para petróleo y mmpcd para gas natural)



Mbd: Miles barriles diarios

Mmpcd: Millones de pies cúbicos diarios

Fuente: Elaboración propia con base en *Prospectiva de Petróleo y Petrolíferos 2015-2029* y *Prospectivas de Gas Natural y Gas LP 2014-2028*, Sener 2014.

²³ Para 2016, vale la pena destacar que en los Criterios Generales de Política Económica se espera una producción de 2,247 miles de barriles diarios de petróleo, cifra que contrasta con lo esperado por Sener de entre 2354 y 2,400 mbd

- Se obtuvo el promedio de producción por región²⁴, haciendo uso de los datos del 2010 a 2014 provenientes de la Base de Datos Institucional de Pemex. Dicho promedio se supuso constante. A continuación se muestran las proporciones obtenidas (como porcentaje de la producción nacional):
 - a) **Petróleo:**
 - 1) Áreas terrestres²⁵: 22.7%
 - 2) Áreas Marinas con tirante de agua inferior a 500 metros: 75.1%
 - 3) Paleocanal de Chicontepec: 2.2%
 - b) **Gas Natural asociado:**
 - 1) Áreas terrestres: 36.9%
 - 2) Áreas Marinas con tirante de agua inferior a 500 metros: 60.2%
 - 3) Paleocanal de Chicontepec: 2.9%
 - c) **Gas Natural no asociado:**
 - 1) Gas Natural No Asociado: 100.0%

3.1.3 Precios

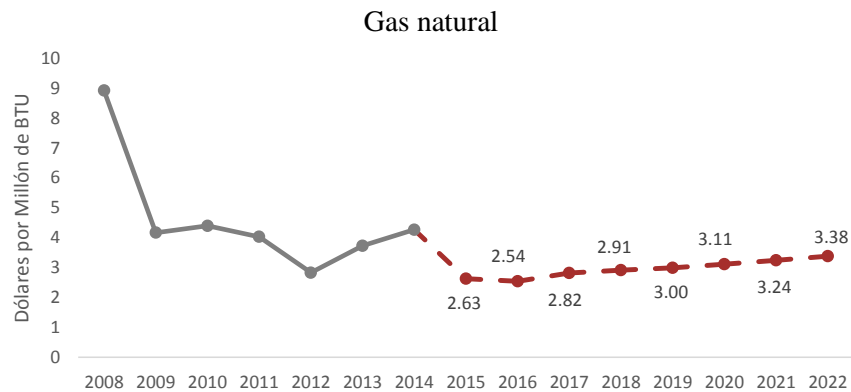
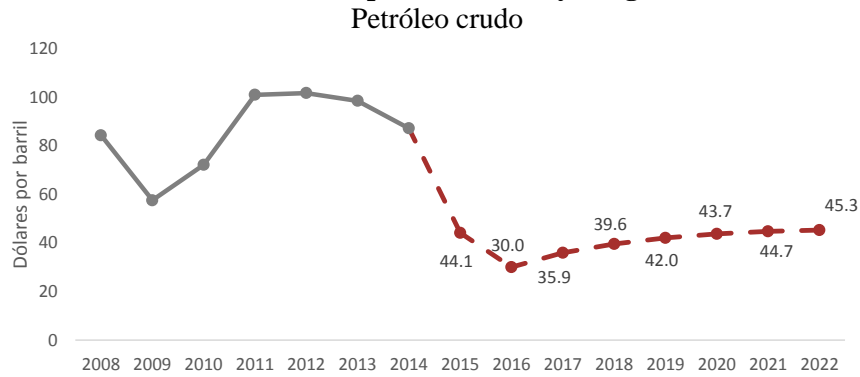
- El supuesto del precio con el que se obtiene el valor de los hidrocarburos se determinó al calcular, primero, la proporción promedio (con datos de 1990 a 2014) que representa la Mezcla Mexicana de Exportación (MME) del precio del crudo de referencia Brent. En dicho periodo, el precio de la MME ha sido en promedio el 84.98% del precio del Brent. En segundo lugar, con los precios reportados en el mercado de futuros (NYMEX) para el Brent en el periodo 2016-2022 y de la proporción anteriormente descrita, se obtuvo una estimación del precio de la MME para dicho lapso²⁶. Para 2015 se utilizó el precio promedio mensual de la MME entre enero y diciembre.
- En lo que respecta al precio del gas natural para el periodo 2016-2022 se utilizó el precio promedio de los futuros del gas de referencia Henry Hub. Para 2015, se utilizó el precio promedio mensual reportado de enero a diciembre.

²⁴ La LISH define en la fracción X del artículo 48 las regiones, éstas son: Terrestres, Áreas marinas con tirante de agua inferior a 500 metros, Gas Natural no asociado, Áreas marinas con tirante de agua superior a 500 metros y Paleocanal de Chicontepec. Como se verá más adelante, este dato resulta útil para los topes de deducciones del DUC

²⁵ La producción en zonas terrestres considera la Región Sur y Norte, excepto lo producido por el proyecto Aceite Terciario del Golfo, este último se incluye en la Región del Paleocanal de Chicontepec.

²⁶ Los precios están sujetos a fluctuaciones, por lo que pudieron haber variado con respecto a la fecha de consulta.

Gráfica 8. Precio del petróleo crudo y del gas natural

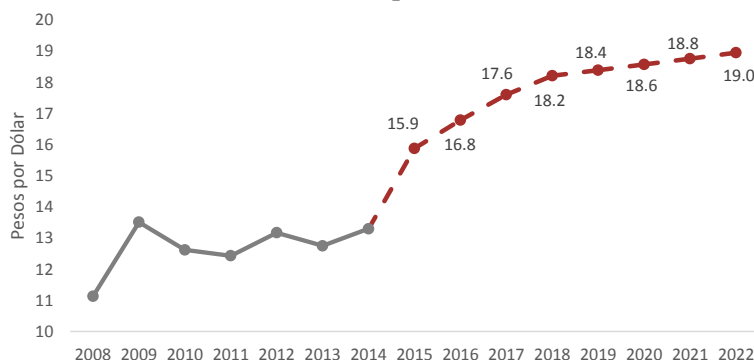


Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Economía, Centro de Estudios de las Finanzas Públicas de la H. Cámara de Diputados y <http://www.cmegroup.com/trading/energy>

3.1.4 Tipo de Cambio

- Para calcular la evolución del tipo de cambio durante 2015, se obtuvo el promedio del tipo de cambio FIX diario del 1 de enero al 31 de diciembre. En lo que respecta al 2016, se utilizó la Encuesta sobre expectativas de los especialistas en economía del Sector Privado del Banco de México, publicada el 18 de diciembre. Para 2017 y 2018, se utilizaron datos de Bloomberg y a partir de 2019 se supuso una depreciación anual de 1% respecto al tipo de cambio del año previo (asumiendo un diferencial de inflación entre México y Estados Unidos por dicho porcentaje).

**Gráfica 9. Tipo de Cambio Promedio Anual
(Pesos por Dólar)**



Fuente: Elaboración propia con datos de Banco de México y Bloomberg.

3.1.5 Áreas de Exploración y de Extracción para el cálculo del DEXP.

Para estimar los montos del DEXP, se utilizaron los datos públicos provenientes de la Ronda Cero y la Ronda Uno:

- De los 89,907 km² asignados a Pemex en la Ronda Cero, 17,010 km² equivalen a reservas 2P y 72,897 km² a Recursos Prospectivos. Dichos recursos prospectivos se consideraron áreas de exploración.
- Para el periodo 2016-2022, se tomaron en cuenta los kilómetros licitados en la fase I y II de la Ronda 1. Al respecto, se consideraron 659 km² como zona de exploración y 165 km² como zona de extracción.
- Se supuso que las áreas de exploración y extracción se mantienen bajo ese estatus a lo largo del periodo. No se consideraron las fases siguientes de la Ronda Uno, ni futuras rondas.
- Se supuso que el asignatario no devuelve áreas asignadas.
- Tal y como lo marca la ley, se consideran los primeros cinco años con la primera cuota para calcular el DEXP.
- Se supone que las cuotas se actualizarán con la inflación, la cual se consideró de 3.0%.

3.1.6 Información para estimar el IAEEH

Para estimar la recaudación de este impuesto en 2015 se utilizó lo informado por Pemex en su primer Reporte Trimestral 2015 y, de manera similar al DEXP, los kilómetros licitados en la fase I y II de la Ronda Uno. A partir de este cálculo se consideró un ajuste inflacionario del 3.0% en las cuotas y se supuso que los kilómetros asignados no sufren modificaciones.

3.1.7 Otras consideraciones

En materia de gas, se consideró el factor de conversión establecido por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), que señala que mil pies cúbicos equivalen a 1.03 MMBTU.

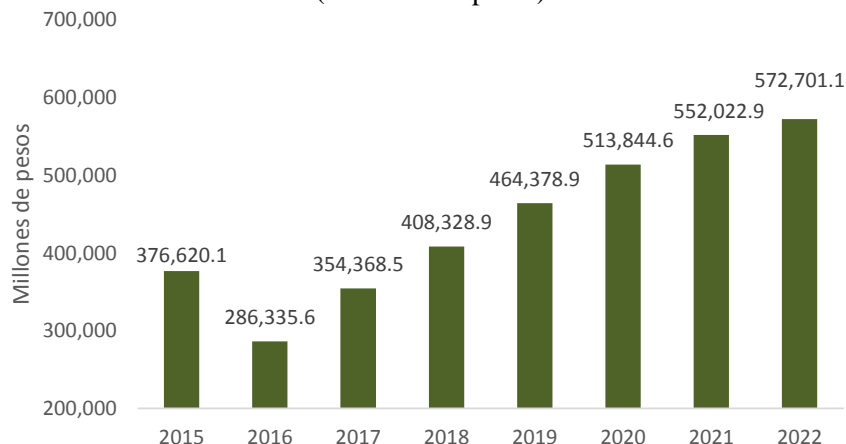
3.2 Estimación para el Derecho por la Utilidad Compartida

Para el cálculo del DUC se utilizó el valor de los hidrocarburos extraídos (precio multiplicado por la producción) menos las deducciones autorizadas en el artículo 41 de la LISH. Las deducciones autorizadas se pueden clasificar en dos:

- 1) Deducción del DEXT efectivamente pagado.²⁷
- 2) Deducciones correspondientes a ciertos costos, gastos o inversiones. En este caso se supuso el tope máximo, conforme lo establecido en el artículo 41 y transitorios de la LISH.

Para 2016, se espera que la recaudación por este derecho, bajo los supuestos mencionados, sea de 286,335.57 millones de pesos (mdp) y alcance 572,701.12 mdp para 2022.

Gráfica 10. Estimación del Derecho de Derecho por la Utilidad Compartida
(Millones de pesos)



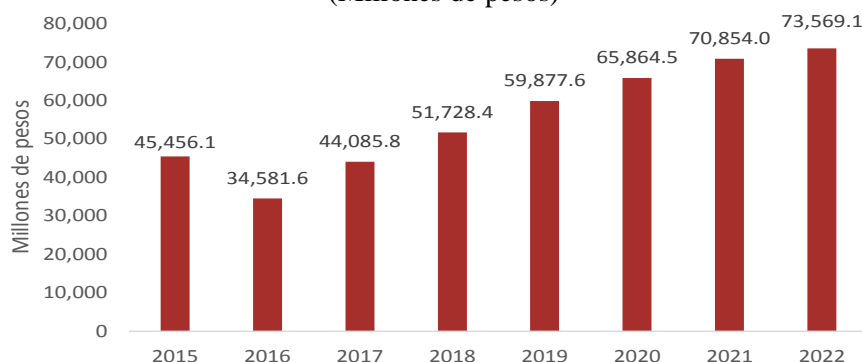
Fuente: Elaboración propia con base en los supuestos mencionados y en Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos.

3.3 Estimación para el Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DEXT)

- Para 2016, se estiman ingresos por concepto de DEXT por 34,581.6 mdp.
- Bajo los supuestos de precios del gas natural, se espera que la tasa de regalías para el gas natural no asociado sea cero. Debido a lo anterior, la recaudación de este derecho provendrá únicamente de petróleo y gas natural asociado.

²⁷ La estimación de pago del DEXT se hace en la sección 3.3. La razón por la que se consideró este orden, es porque el DUC es el derecho que más ingresos representa para el Estado.

Gráfica 11. Estimación del Derecho de Extracción de Hidrocarburos (Millones de pesos)

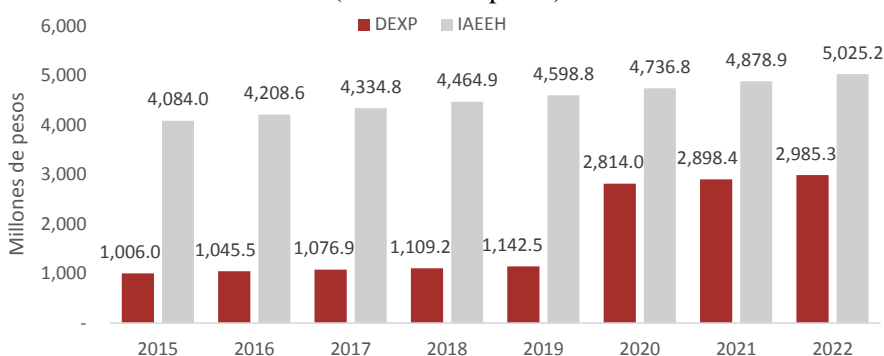


Fuente: Elaboración propia con base en los supuestos mencionados y en Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos.

3.4 Monto estimado por concepto de DEXP e IAEEH.

Para 2016, el monto de DEXP e IAEEH estimados son de 1,045.5 y 4,208.6 mdp, respectivamente. Para 2022, bajo los supuestos descritos y la actualización de tarifas, se espera alcancen 2,985.3 y 5,025.2 mdp, respectivamente.

Gráfica 12. Estimación de los ingresos por DEXP e IAEEH (Millones de pesos)



Fuente: Elaboración propia con base en los supuestos mencionados y en Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos.

3.5 Monto estimado por concepto de ISR por actividades de exploración y extracción.

Como se mencionó anteriormente, los asignatarios y contratistas están obligados a pagar el ISR por los ingresos que obtengan por las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. En ese sentido, la LISH establece en su artículo 46 las deducciones permitidas.

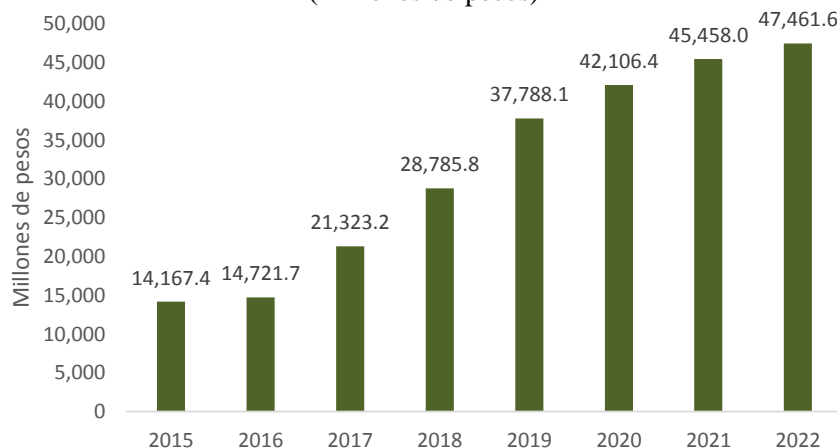
En esta sección se elabora una estimación de la recaudación del ISR por las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. La estimación fue construida a través de los distintos elementos calculados anteriormente. Para obtener la base del impuesto se restó a los ingresos

estimados por actividades de exploración y extracción de hidrocarburos el DUC, DEXT, DEXP estimados y el monto correspondiente a las deducciones autorizadas.

Para estimar las deducciones autorizadas se consideró la proporción que representan los costos, gastos e inversiones deducibles de los ingresos por comercialización.²⁸ Dichas proporciones se asumieron constantes y se aplicaron a los ingresos estimados en el modelo para obtener el monto a deducir por concepto de costos, gastos e inversiones; las inversiones se dedujeron al 100% y los costos y gastos al 25%²⁹.

Bajo los supuestos mencionados y al considerar lo establecido por la LISH, se estima que para 2016, se deberían recaudar 14,721.7 mdp y alcanzar 47,461.6 mdp para 2022. La estimación de recaudación de ISR para el periodo 2015-2022 se muestra en la siguiente gráfica.

Gráfica 13. Estimación del Impuesto Sobre la Renta
(Millones de pesos)



Fuente: Elaboración propia con base en los supuestos mencionados y en Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos.

3.6 Ingresos totales por actividad de exploración y extracción de hidrocarburos

La proporción aproximada que recibiría el Estado de los ingresos por las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, tras los cambios derivados de la Reforma Energética se muestran en la Tabla 5. Se estima que la proporción de los recursos que recibirá el Estado se reduzca de forma gradual de 64.9% en 2015 a 60.1% al 2022. Lo anterior ocurre principalmente por la disminución que sufrirá la tasa del DUC.³⁰

²⁸ La información de inversiones, costos y gastos deducibles, así como de los ingresos de comercialización corresponde a la publicada para el periodo enerooctubre de 2015 por el Fondo Mexicano del Petróleo.

²⁹ Estos porcentajes de deducción corresponden a lo señalado en la fracción I y II del artículo 46 de la LISH. Se omitió la fracción III de éste debido a la dificultad que supone identificar los conceptos que se pueden deducir al 10%.

³⁰ En el cuadro, no se considera los ingresos que el Estado podría obtener por concepto de Dividendo Estatal.

Tabla 5. Estimación de la proporción que obtendrá el gobierno de los ingresos por las actividades de exploración y extracción.
(Porcentaje)

Año	Derecho por Utilidad Compartida	DEXT	DEXP	IAEEH	ISR	Total
2015	55.4%	6.7%	0.1%	0.6%	2.1%	64.9%
2016	53.4%	6.4%	0.2%	0.8%	2.7%	63.5%
2017	52.1%	6.5%	0.2%	0.6%	3.1%	62.5%
2018	50.7%	6.4%	0.1%	0.6%	3.6%	61.4%
2019	49.3%	6.4%	0.1%	0.5%	4.0%	60.3%
2020	49.1%	6.3%	0.3%	0.5%	4.0%	60.2%
2021	49.1%	6.3%	0.3%	0.4%	4.0%	60.1%
2022	49.0%	6.3%	0.3%	0.4%	4.1%	60.1%

Fuente: Elaboración propia con base en los supuestos mencionados y en Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos.

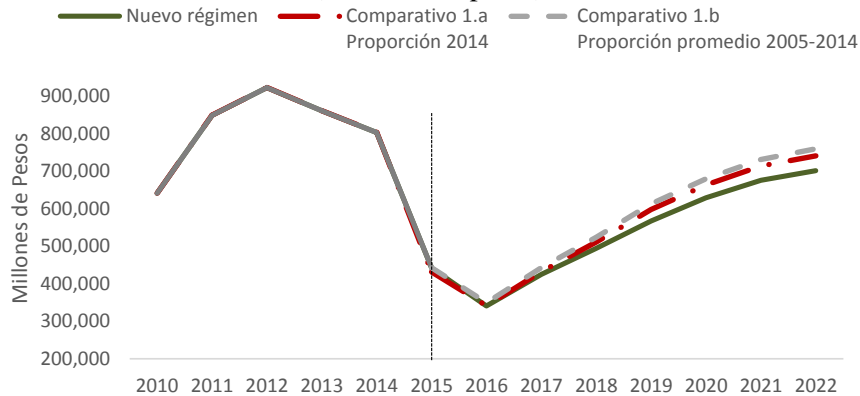
3.7 Ingresos federales del Nuevo Régimen vs el Régimen Anterior.

Con los resultados obtenidos se compara la proporción de los ingresos que obtendría el Estado en el nuevo y en el antiguo régimen. En la Gráfica 14, se contrastan estos dos escenarios hipotéticos; el primero, (comparativo 1.a) supone que la proporción que obtendrá el Estado es constante e igual a 63.5%, la misma que en 2014. Mientras que el segundo escenario (comparativo 1.b) considera la proporción promedio de 2005 a 2014 de 65.1%.

Bajo los supuestos descritos, los resultados indican que en el corto plazo (2015-2018) los ingresos que obtendría el Estado se reducen ligeramente. Lo anterior se traduce en una menor carga fiscal para Pemex y, dado el diseño del nuevo régimen y las deducciones permitidas tanto en el DUC como en el ISR, en un incentivo para la inversión. A partir de 2019, la diferencia entre el régimen anterior y el nuevo crece ante la reducción gradual en la tasa del DUC y el aumento en las deducciones.³¹

³¹ Conviene recordar que esta comparación no toma en cuenta los ingresos por concepto de Dividendo Estatal que se pudieran obtener.

Gráfica 14. Estimación de los ingresos federales. Régimen Nuevo vs Anterior
(Millones de pesos)

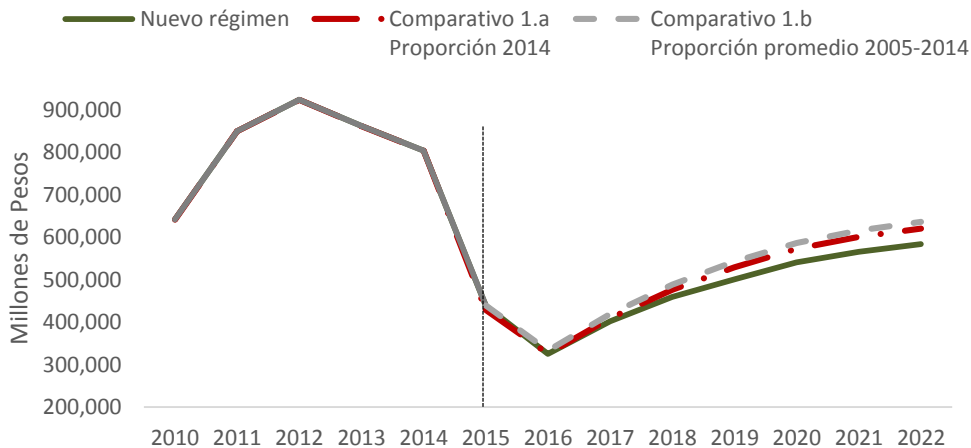


Fuente: Elaborado por el IBD con base en los supuestos mencionados y en Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos.

Recuadro 2. Comportamiento de los ingresos federales bajo otro supuesto de producción

El comportamiento creciente de los ingresos del Estado por concepto de actividades de exploración y extracción de hidrocarburos que se muestra en la sección 3.7, se debe principalmente al supuesto de producción proveniente extraído de las prospectivas publicadas por la Sener. No obstante, si se supone un escenario donde la producción se mantenga constante en 2.247 MMbd, que corresponde a lo considerado en los Criterios Generales de Política Económica 2016, se mantiene el resultado descrito en esta sección. Es decir, se observa una ligera reducción en el periodo 2015-2018 y, a partir de 2019, la diferencia entre el nuevo y antiguo régimen fiscal es mayor.

Gráfica 15. Estimación de los ingresos federales, con supuesto de producción constante a partir de 2016. Régimen Nuevo vs Anterior
(Millones de pesos)



Fuente: Elaboración propia con base en los supuestos mencionados y en Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos.

Consideraciones Finales

El Congreso de la Unión aprobó la Reforma Constitucional en materia Energética en diciembre de 2013 y su legislación secundaria en agosto de 2014. Los principios rectores de dicha Reforma fueron: la reafirmación de la rectoría del estado en la propiedad de los hidrocarburos en el subsuelo; la promoción de la competencia en el mercado; el fortalecimiento del marco regulatorio, la transformación de instituciones y empresas; así como la promoción de la transparencia, seguridad industrial y la protección al medio ambiente.

En el mismo sentido, el nuevo régimen fiscal del sector de hidrocarburos en México busca modernizar las empresas del sector energético nacional y atraer inversión nacional e internacional al sector, con la intención de contar con un mayor abasto de energéticos a mejores precios y con estándares mundiales.

Para ello, la reforma creó dos grandes figuras de participación productiva y redefinió el papel de las empresas estatales en la exploración y extracción de recursos energéticos. Bajo este nuevo esquema, la inversión y producción en el sector de hidrocarburos se llevará a cabo mediante asignaciones y contratos.

El nuevo régimen presenta características que lo hacen flexible, pues el esquema de deducciones dependerá del tipo de hidrocarburo y región de la que se extraiga. Esta flexibilidad, favorece especialmente la exploración y extracción en la región de aguas profundas al considerar mayores tasas de deducción del Derecho por Utilidad Compartida. También, considera deducciones en el ISR para las actividades de exploración y recuperación secundaria; por lo que es posible que este régimen favorezca la inversión.

Sin embargo, para atraer inversión privada será necesario que los nuevos contratos presenten oportunidad de ganancia y rentabilidad para los inversionistas y que al mismo tiempo maximicen los ingresos para el Estado. Es importante considerar que, según el tipo de contrato, los contratistas asumirán distintos niveles de riesgo inherentes a las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

Además, el nuevo régimen fiscal bajo el cual operará Pemex, es más transparente y pretende permitirle competir frente a la inversión privada. Sin embargo, los resultados del ejercicio realizado en el presente trabajo muestran que la carga fiscal se reducirá ligeramente en el corto plazo y será hasta el 2019 cuando se reduzca en mayor medida, gracias a la disminución de las tasas del DUC y el aumento de las deducciones permitidas en este derecho.

Pemex continuará siendo uno de los principales participantes en el sector, de acuerdo con el FMI (2014), durante los próximos 5 años el incremento en la producción de hidrocarburos provendrá de

campos convencionales y los procesos de recuperación en los campos existentes. Por lo que los ingresos petroleros del Estado continuarán basándose en las actividades de Pemex. Debido a la propia naturaleza y complejidad de la industria, los efectos de la Reforma Energética en la producción de hidrocarburos serán modestos en los primeros años, por lo que se deberá esperar para notar los cambios en la plataforma de producción y exportación de hidrocarburos. Asimismo, los efectos del nuevo régimen fiscal tardarán en observarse debido a los ajustes graduales que sufrirán las tasas y de deducciones autorizadas del DUC.

El resultado del ejercicio elaborado permite concluir que la participación del gobierno federal en los ingresos por hidrocarburos durante los primeros años de la aplicación de la Reforma será muy similar a la que obtenía bajo el régimen anterior, para 2016 se espera sea 63.5% y se reduzca gradualmente a 60.1% para 2022. Es importante recordar que, se trata de un ejercicio hipotético y que la modificación de sus supuestos alteraría las estimaciones realizadas.

Por su parte, Pemex enfrentará varios retos en el corto plazo pues tendrá que hacer frente a la competencia en el mercado con una menor producción y precios del petróleo, lo que implica una importante disminución en sus ingresos; por otro lado, se encuentra que la carga fiscal (como se concluye en este trabajo) no disminuirá en el futuro próximo, lo que también limita su disponibilidad de recursos. Asimismo, el recorte por 100 mil millones de pesos a su presupuesto en 2016, limitará su operación y sus proyectos de inversión.

Referencias

Davis, J., Ossowski R. and Fedelino A. (2003), Fiscal Policy Formulation and Implementation in oil-producing countries. FMI, 2003.

Davis J., Ossowski R., Daniel J. and Barnett S. (2003b), Stabilization and savings funds for nonrenewable resources: experience and fiscal policy implementations. IMF.

Gutiérrez, Anibal. Las Finanzas Públicas en México, Retos y Características de una Reforma. México, UNAM, 2013.

Goldsworthy and Zakharova (2010), Evaluation of the oil fiscal regimen in Russia and proposals for Reform, IMF working paper.

Sunley E., Baunsgaard T. and Simard D., (2003), Revenue from the oil and gas sector: issues and country performance, FMI, 2003.

Banco de México

- Encuesta sobre las expectativas de los especialistas en economía del sector privado: septiembre 2015.
- Tipo de cambio y resultados históricos de las subastas. Disponible en: <http://www.banxico.org.mx/SieInternet>

Banco Mundial

- World Bank (2007), Fiscal systems for hydrocarbons, WP no. 123.
- World Bank (2014). Global Economic Prospects: Commodity Markets Outlook. Obtenido de World Bank Commodity Forecast Price data: http://www.worldbank.org/content/dam/Worldbank/GEP/GEPcommodities/commodity_markets_outlook_2014_october.pdf

Bloomberg

- Pronóstico del tipo de cambio.

Cámara de Diputados

- Dictamen de las Comisiones Unidas de Hacienda y Crédito Público y de Energía, con proyecto de Decreto por el que se expide la Ley Ingresos Sobre Hidrocarburos; se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley Federal de Derechos, y de la Ley de Coordinación Fiscal; y se expide la Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo. Gaceta Parlamentaria número 4077-E, Palacio Legislativo de San Lázaro, lunes 28 de julio de 2014.

- Dictamen de la Comisión de Energía, con proyecto de decreto por el que se expide la Ley de Hidrocarburos y se reforman diversas disposiciones de la Ley de Inversión Extranjera; Ley Minera y Ley de Asociaciones Público Privadas. Gaceta Parlamentaria número 4077-A, Palacio Legislativo de San Lázaro, lunes 28 de julio de 2014.
- Precios Internacionales del Petróleo en el Mercado de América, 1990 – 2015; Centro de Estudios de Finanzas Públicas, Cámara de Diputados. Disponible en: www.cefp.gob.mx.
- Ley Federal de Derechos. Disponible en: <http://www.diputados.gob.mx>

CME Group

- Mercado de futuros del petróleo de referencia Brent y del Gas Natural Henry Hub. Disponible en: <http://www.cmegroup.com/trading/energy/>

Comisión Reguladora de Energía

- Factores de conversiones. Disponible en: <http://www.cre.gob.mx/articulo.aspx?id=172>.

Diario Oficial de la Federación

- Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía. 20 de diciembre de 2013.
- Decreto por el que se Expide la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos, se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley federal de Derechos y de la Ley de Coordinación Fiscal y se expide la Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo. Lunes 11 de agosto de 2014.
- “Reglas de carácter general para definir los métodos de ajuste del valor de los hidrocarburos de los derechos sobre hidrocarburos” emitidas por la SHCP, 16 de febrero del 2015.

Fondo Mexicano del Petróleo

- Comunicados de prensa del Fondo México del Petróleo.
- Inversiones, gastos y costos. Disponible en: <http://www.fmped.org.mx/estadisticas/gastos.html>

Fondo Monetario Internacional

- IMF (2009), *A primer in fiscal analysis in oil-producing countries*, wp/09/56
- IMF (2014), The impact of Mexico’s energy reform on hydrocarbons production. Mexico, Selected Issues, October 23, 2014.

PEMEX

- PEMEX, Boletín de prensa, 18/11/2014, http://www.pemex.com/prensa/boletines_nacionales/Paginas/2014-119_nacional.aspx#.VG0bojSG-So

- Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2005 a 2014 y primer informe trimestral de 2015.
http://www.ri.pemex.com/files/content/PEMEX_EF_DICTAMEN_2012.pdf
- PEMEX. (Septiembre de 2014). *Balance Primario y balance financiero de Petróleos Mexicanos (1993 a la fecha)*. Obtenido de PEMEX: Relación con Inversionistas:
<http://www.ri.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=14&catID=12148>
- PEMEX. (01 de Enero de 2014). *Reservas de Hidrocarburos*. Obtenido de PEMEX:
<http://www.ri.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=134&catID=12201>
- Base de datos institucional de Pemex. Disponible en: <http://ebdi.pemex.com/>

SHCP

- Criterios Generales de Política Económica para la Iniciativa de Ley de Ingresos y el Proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación correspondientes al Ejercicio Fiscal 2015.

Secretaría de Economía

- Seguimiento del precio del petróleo y del gas natural. Disponible en:
<http://portalweb.sgm.gob.mx/economia/es/energeticos/>

Sener

- Prospectiva de petróleo crudo y petrolíferos 2015-2029.
- Prospectiva de gas natural y gas LP 2014-2028.
- Secretaría de Energía, Ronda Uno.
<http://www.energia.gob.mx/webSener/rondauno/9200.html>
- Explicación Ampliada de la Reforma Energética.
http://reformas.gob.mx/wp-content/uploads/2014/04/Explicacion_ampliada_de_la_Reforma_Energetical.pdf

Glosario³²

Área Contractual: La superficie y profundidad determinadas por la Secretaría de Energía, así como las formaciones geológicas contenidas en la proyección vertical en dicha superficie para dicha profundidad, en las que se realiza la Exploración y Extracción de Hidrocarburos a través de la celebración de contratos para la Exploración y Extracción.

Área de Asignación: La superficie y profundidad determinadas por la Secretaría de Energía, así como las formaciones geológicas contenidas en la proyección vertical en dicha superficie para dicha profundidad, en las que se realiza la Exploración y Extracción de Hidrocarburos a través de una Asignación.

Asignación: El acto jurídico administrativo mediante el cual el Ejecutivo Federal otorga exclusivamente a un asignatario el derecho para realizar actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en el Área de Asignación, por una duración específica. Las asignaciones son aquellas otorgadas a Pemex en la Ronda Cero.

Asignatario: Petróleos Mexicanos o cualquier otra empresa productiva del Estado que sea titular de una Asignación y operador de un Área de Asignación.

Bono a la firma. Se trata de un monto moderado y predeterminado, pagadero en efectivo. Es indicativo de la seriedad de la oferta y proporciona un cierto incentivo financiero para buscar una producción temprana y su monto es conocido antes de la presentación de las ofertas económicas, por lo que no sirve como variable determinante en la adjudicación del contrato.

Contrato para la Exploración y Extracción: Acto jurídico que suscribe el Estado Mexicano, a través de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, por el que se conviene la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en un Área Contractual y por una duración específica.

Contratista: Petróleos Mexicanos, cualquier otra empresa productiva del Estado o Persona Moral, que suscriba con la Comisión Nacional de Hidrocarburos un contrato para la Exploración y Extracción, ya sea de manera individual o en consorcio o asociación en participación, en términos de la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos.

Contraprestación del Estado: Se aplica mediante una tasa sobre una base de ingresos brutos (“sobre-regalía”). En general servirá como una de las variables de adjudicación, junto con el compromiso de inversión.

Contraprestación del Estado en los contratos de Licencia. Consiste en una tasa aplicada al valor contractual de los hidrocarburos producidos y representa el principal elemento para capturar la renta económica a favor del Estado en los contratos de licencia. Se trata de un mecanismo similar a la

³² Tomado del Decreto por el que se expide la Ley de Hidrocarburos y se reforman diversas disposiciones de la Ley de Inversión Extranjera; Ley Minera, y Ley de Asociaciones Público Privadas. DOF, 11 de agosto de 2014 y SENER.

elevación de las tasas de regalías, esta tasa es ajustable en el tiempo a través de un mecanismo de ajuste.

Cuota para la fase exploratoria: Pago por la superficie contratada en tanto no exista producción. Permite al Estado recibir un flujo positivo durante la fase de exploración y aumenta el costo al contratista de no desarrollar un área.

Este pago se aplicará al área contractual en la fase de exploración con el propósito de generar un incentivo al contratista para que no retrase el desarrollo de las áreas bajo contrato, o bien, para que abandone voluntariamente aquellas partes que no piensa desarrollar; además, asegura al Estado un flujo mínimo de recursos durante la fase previa a la extracción de hidrocarburos.

Distribución de la utilidad operativa en los contratos de utilidad y producción compartida. En estos tipos de contratos, el Estado recibirá un porcentaje de la utilidad operativa obtenida cada período. La utilidad se obtiene restando el pago de las regalías y los costos al valor total de los hidrocarburos extraídos cada período. Este porcentaje se puede ajustar en el tiempo a través de un mecanismo de ajuste.

Exploración: Actividad o conjunto de actividades que se valen de métodos directos, incluyendo la perforación de pozos, encaminadas a la identificación, descubrimiento y evaluación de Hidrocarburos en el Subsuelo, en un área definida.

Extracción: Actividad o conjunto de actividades destinadas a la producción de Hidrocarburos, incluyendo la perforación de pozos de producción, la inyección y la estimulación de yacimientos, la recuperación mejorada, la Recolección, el acondicionamiento y separación de Hidrocarburos, la eliminación de agua y sedimentos, dentro del Área Contractual o de Asignación, así como la construcción, localización, operación, uso, abandono y desmantelamiento de instalaciones para la producción.

Gas Licuado de Petróleo: Aquél que es obtenido de los procesos de refinación del Petróleo y de las plantas procesadoras de Gas Natural, y está compuesto principalmente de gas butano y propano.

Gas Natural: La mezcla de gases que se obtiene de la Extracción o del procesamiento industrial y que es constituida principalmente por metano. Usualmente esta mezcla contiene etano, propano, butanos y pentanos. Asimismo, puede contener dióxido de carbono, nitrógeno y ácido sulfhídrico, entre otros. Puede ser Gas Natural Asociado, Gas Natural No Asociado o gas asociado al carbón mineral.

Gas Natural Asociado: Gas Natural disuelto en el Petróleo de un yacimiento, bajo las condiciones de presión y de temperatura originales.

Gas Natural No Asociado: Gas Natural que se encuentra en yacimientos que no contienen Petróleo a las condiciones de presión y temperatura originales.

Hidrocarburos: Petróleo, Gas Natural, condensados, líquidos del Gas Natural e hidratos de metano.

Impuesto Sobre la Renta. Será pagado por los asignatarios, contratistas y cualquier otra empresa que opere bajo el amparo de los contratos. Se establece que no podrán reducir el pago de este impuesto a través de pérdidas en otras actividades no relacionadas con la exploración y/o extracción de hidrocarburos.

Impuesto para la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Tanto los contratistas como los asignatarios están obligados a pagar este impuesto, el cual se calculará mensualmente como una cuota por kilómetro cuadrado del área donde se realicen actividades. Este impuesto se destina a las entidades federativas y municipios a fin de que cuenten con recursos para realizar inversiones en infraestructura y reducir las afectaciones en el entorno social, ambiental y ecológico que se generen por las actividades petroleras.

Límite de Costo. Se considera un límite de costos, en flujo. Cada periodo, el contratista recupera costos hasta cierto porcentaje de los ingresos, los costos por arriba del límite se recuperan en periodos subsecuentes.

Mecanismo de ajuste. Se trata de un mecanismo para controlar la rentabilidad extraordinaria que se genere por precios altos, mayor productividad, menores costos o por descubrimientos por encima de las expectativas. Este mecanismo modifica alguna de las Contraprestaciones que recibe el contratista en función de la rentabilidad alcanzada en cada periodo. En algunos casos, el factor de ajuste regresará a valores previos conforme madura el proyecto. Este mecanismo servirá para garantizar un régimen fiscal progresivo, con el fin de que el Estado capture eficientemente la renta petrolera cuando exista rentabilidad adicional derivada de altos precios, mayor productividad o descubrimientos por encima de las expectativas, es decir, permite aumentar la proporción de hidrocarburos o utilidades que corresponden a la Nación conforme aumenta la rentabilidad de los proyectos productivos.

Permisionario: Petróleos Mexicanos, cualquier otra empresa productiva del Estado o entidad paraestatal, o cualquier Particular que sea titular de un permiso para la realización de las actividades previstas en la Ley.

Petrolíferos: Productos que se obtienen de la refinación del Petróleo o del procesamiento del Gas Natural y que derivan directamente de Hidrocarburos, tales como gasolinas, diésel, querosenos, combustóleo y Gas Licuado de Petróleo, entre otros, distintos de los Petroquímicos.

Petroquímicos: Aquellos líquidos o gases que se obtienen del procesamiento del Gas Natural o de la refinación del Petróleo y su transformación, que se utilizan habitualmente como materia prima para la industria.

Porcentaje de la utilidad operativa. La utilidad operativa se calcula restando a los ingresos del proyecto los costos reconocidos, considerando un límite de costos por periodo. El porcentaje para el Estado es una de las variables de adjudicación.

Reconocimiento y Exploración Superficial: Todos aquellos estudios de evaluación que se valen únicamente de actividades sobre la superficie del terreno o del mar para considerar la posible existencia de Hidrocarburos en un área determinada; dentro de éstos se incluyen los trabajos para la adquisición, el procesamiento, reprocesamiento o interpretación de información.

Recuperación de costos. Se trata de los costos reconocidos en que haya incurrido el contratista, sujeto a que correspondan a las actividades autorizadas por la CNH y a la fiscalización por la SHCP. Cada periodo, el contratista recupera costos hasta cierto porcentaje de los ingresos, los costos por arriba se recuperan en periodos subsecuentes. El monto de deducción de costos está acotado a un porcentaje determinado de los ingresos del contratista. Los costos a deducir deben estar directamente relacionados con la actividad contractual y estar incluidos en los planes de exploración y desarrollo que autorice la CNH.

Recursos Contingentes: El volumen estimado de Hidrocarburos en una fecha dada, que potencialmente es recuperable pero que, bajo condiciones económicas de evaluación correspondientes a la fecha de estimación, no se considera comercialmente recuperable debido a una o más contingencias.

Recursos Prospectivos: El volumen de Hidrocarburos estimado a una fecha determinada, que todavía no se descubre pero que ha sido inferido y que se estima potencialmente recuperable, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo futuros.

Regalías. Se trata de pagos determinados en función de los ingresos brutos derivados de la producción de hidrocarburos. Son porcentajes que aumentarán conforme lo haga el precio de los hidrocarburos. Dado que se trata de un pago determinado con una base bruta, se garantiza al estado recibir recursos en todos los casos en que exista producción independientemente de los costos.

Regalía básica: Pago moderado basado en los ingresos brutos del proyecto. Se aplica una tasa creciente en función del precio del hidrocarburo.

Reservas: El volumen de Hidrocarburos en el subsuelo, calculado a una fecha dada a condiciones atmosféricas, que se estima será producido técnica y económicamente, bajo el régimen fiscal aplicable, con cualquiera de los métodos y sistemas de Extracción aplicables a la fecha de evaluación.

Sistema Integrado: Sistemas de Transporte por ducto y de Almacenamiento interconectados, agrupados para efectos tarifarios y que cuentan con condiciones generales para la prestación de los servicios que permiten la coordinación operativa entre las diferentes instalaciones.

Temporada Abierta: El procedimiento regulado por la Comisión Reguladora de Energía que, con el propósito de brindar equidad y transparencia en la asignación o adquisición de capacidad disponible a terceros de un sistema o de un nuevo proyecto o con motivo de una renuncia permanente de capacidad reservada, debe realizar un Permisionario de Transporte, Almacenamiento o Distribución de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos para ponerla a disposición del público, a efecto de reasignar capacidad o determinar las necesidades de expansión o ampliación de capacidad.

Transporte: La actividad de recibir, entregar y, en su caso, conducir Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos, de un lugar a otro por medio de ductos u otros medios, que no conlleva la enajenación o comercialización de dichos productos por parte de quien la realiza a través de ductos. Se excluye de esta definición la Recolección y el desplazamiento de Hidrocarburos dentro del perímetro de un Área Contractual o de un Área de Asignación, así como la Distribución.

Tratamiento: Acondicionamiento del Petróleo que comprende todos los procesos industriales realizados fuera de un Área Contractual o de un Área de Asignación y anteriores a la refinación.

Zona de Salvaguarda: Área de reserva en la que el Estado prohíbe las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

El Instituto Belisario Domínguez es un órgano especializado encargado de realizar investigaciones estratégicas sobre el desarrollo nacional, estudios derivados de la agenda legislativa y análisis de la coyuntura en campos correspondientes a los ámbitos de competencia del Senado con el fin de contribuir a la deliberación y la toma de decisiones legislativas, así como de apoyar el ejercicio de sus facultades de supervisión y control, de definición del proyecto nacional y de promoción de la cultura cívica y ciudadana.

El desarrollo de las funciones y actividades del Instituto se sujeta a los principios rectores de relevancia, objetividad, imparcialidad, oportunidad y eficiencia.