

**C. PRESIDENTE DE LA MESA DIRECTIVA DE LA
CÁMARA DE SENADORES DEL H. CONGRESO DE LA UNIÓN.
P R E S E N T E**

Con fundamento en lo dispuesto por la fracción I del artículo 71 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, me permito presentar ante esa Honorable Asamblea, por el digno conducto de Usted, la presente Iniciativa con Proyecto de Decreto por el que se expide la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley Federal de Derechos y la Ley de Coordinación Fiscal.

La presente iniciativa se enmarca en lo que constituye el paquete de legislación secundaria que deriva de la reciente reforma constitucional en materia de energía, expedida mediante el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de diciembre de 2013.

El Ejecutivo Federal a mi cargo, es consciente que, en atención a que la presente iniciativa se relaciona con contribuciones e impuestos, ésta deberá ser turnada a la Cámara de Diputados, como Cámara de origen, en atención al mandato contenido en el artículo 72, fracción H, de la Carta Magna.

Este paquete materializa la reglamentación de una reforma constitucional que representa un cambio de paradigma en el aprovechamiento de los recursos naturales con que cuenta nuestro país.

En efecto, México es un país rico en recursos naturales y la posibilidad de que en su aprovechamiento, siempre en beneficio de la Nación, pueda ahora participar el sector privado, constituye un elemento que requiere de la implementación de una reforma secundaria de gran calado.

Con ese propósito, el Ejecutivo Federal a mi cargo, convencido de que con las iniciativas que ahora se someten a consideración de esa Asamblea habremos de sentar las bases legales para un adecuado y más productivo aprovechamiento de nuestras riquezas naturales, presenta un paquete de reformas legales que, con el tiempo, habrán de potenciar y reflejar más y mejores beneficios para todos los mexicanos.

El Decreto de reforma constitucional ya aludido, introdujo en nuestro sistema jurídico un nuevo esquema de explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación, el cual tiene como uno de sus principales objetivos el “*obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación...*”¹.

¹ Artículo 27, séptimo párrafo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

Así pues, la reforma constitucional en comento modernizó los mecanismos a través de los cuales el Estado llevará a cabo la explotación de los recursos del subsuelo, incorporando la participación de los particulares en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, a nombre y por cuenta del Estado, de manera que se maximicen los ingresos públicos derivados de las actividades mencionadas.

La Constitución ahora establece que el Estado puede llevar a cabo las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos a través de:

- Asignaciones: las cuales sólo pueden ser otorgadas a empresas productivas del Estado, o
- Contratos: que pueden celebrarse entre el Estado Mexicano y las empresas productivas del Estado, o entre aquél y particulares.

Derivado de lo anterior, el Constituyente Permanente estableció en las disposiciones transitorias de la reforma referida diversas obligaciones al Poder Legislativo, con la finalidad de implementar el esquema aprobado. Entre ellas, ordenó establecer las modalidades de contratación y las contraprestaciones correspondientes, así como el régimen de ingresos derivados de las asignaciones que se otorguen a las empresas productivas del Estado. Específicamente, el texto constitucional, en el cuarto transitorio de la reforma, establece:

Dentro de los ciento veinte días naturales siguientes a la entrada en vigor del presente Decreto, el Congreso de la Unión realizará las adecuaciones que resulten necesarias al marco jurídico, a fin de hacer efectivas las disposiciones del presente Decreto, entre ellas, regular las modalidades de contratación, que deberán ser, entre otras: de servicios, de utilidad o producción compartida, o de licencia, para llevar a cabo, por cuenta de la Nación, las actividades de exploración y extracción del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, incluyendo las que puedan realizar las empresas productivas del Estado con particulares, en términos de lo dispuesto por el artículo 27 de esta Constitución. En cada caso, el Estado definirá el modelo contractual que mejor convenga para maximizar los ingresos de la Nación.

La ley establecerá las modalidades de las contraprestaciones que pagará el Estado a sus empresas productivas o a los particulares por virtud de las actividades de exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos que hagan por cuenta de la Nación. Entre otras modalidades de contraprestaciones, deberán regularse las siguientes: I) en efectivo, para los contratos de servicios; II) con un porcentaje de la utilidad, para los contratos de utilidad compartida; III) con un porcentaje de la producción obtenida, para los contratos de producción compartida; IV) con la transmisión onerosa de los hidrocarburos una vez que hayan sido extraídos del subsuelo, para los contratos de licencia, o V) cualquier combinación de las anteriores. La Nación escogerá la modalidad de contraprestación atendiendo siempre a maximizar los ingresos para lograr el mayor beneficio para el desarrollo de largo plazo. Asimismo, la ley establecerá las contraprestaciones y contribuciones a cargo de las empresas productivas del Estado o los particulares y regulará los casos en que se les impondrá el pago a favor de la Nación por los productos extraídos que se les transfieran.

Asimismo, en el inciso d) del décimo transitorio de la reforma constitucional en materia de energía, se establece que el Congreso de la Unión realizará las adecuaciones que resulten necesarias al marco jurídico a fin de establecer que corresponde a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) el establecimiento de las condiciones económicas de las licitaciones y de los contratos a que se refiere el párrafo séptimo del artículo 27 constitucional, relativas a los términos fiscales que permitan a la Nación obtener en el tiempo ingresos que contribuyan a su desarrollo de largo plazo.

Para cumplir con lo anterior, se propone la expedición de una nueva Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, que preverá los esquemas de ingresos que obtendrá el Estado Mexicano derivados de las actividades de exploración y extracción de los hidrocarburos de la Nación, ya sea que se realicen mediante asignación o la celebración de contratos. Esta Ley guarda una íntima relación con la Ley de Hidrocarburos, que en iniciativa por separado se presenta a consideración del Poder Legislativo, pues esta última es la que regula todos los aspectos sustantivos sobre las nuevas formas de desarrollar la explotación de hidrocarburos en nuestro país.

El régimen que se somete a consideración del Congreso de la Unión es acorde con los estándares internacionales, incorporando los mecanismos que han probado ser más eficaces, de manera que se promueva el desarrollo de la industria, en beneficio de la economía nacional. Además, contempla elementos que le permitirán al Estado incrementar los niveles de exploración y extracción de hidrocarburos, así como atraer inversión, de conformidad con una política energética nacional moderna y transparente, ya que busca asegurar que la Nación capture la renta petrolera.

Asimismo, se proponen diversas disposiciones sobre la administración y supervisión de los aspectos financieros de los contratos. Con ello, se definen los mecanismos a través de los cuales el Estado asegurará el cumplimiento de las obligaciones fiscales y las responsabilidades contractuales de naturaleza financiera establecidas en los mismos.

También se establecen diversas obligaciones en materia de transparencia y rendición de cuentas respecto de los recursos a que se refiere la nueva Ley que aquí se propone. Ello, con la finalidad de que toda la información derivada de la determinación de las contraprestaciones en los contratos y los ingresos que deriven de los mismos, se encuentre al alcance de los ciudadanos de manera sencilla y accesible, de forma que la sociedad pueda dar seguimiento a los recursos generados por las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

Aunado a lo anterior, y con la finalidad de ajustar el marco jurídico vigente relacionado con la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos que se propone, se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley Federal de Derechos y la Ley de Coordinación

Fiscal, con el fin de facilitar la implementación de las disposiciones contenidas en la Ley que aquí se presenta y armonizar el sistema nacional de coordinación fiscal al nuevo esquema de ingresos petroleros, procurando minimizar el impacto en la distribución de los mismos.

La presente Iniciativa se enmarca dentro de los objetivos y líneas de acción trazadas en el Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018, específicamente en lo referente a la meta número IV, "México Próspero", Objetivo 4.1. "Mantener la estabilidad macroeconómica del país"; Estrategias 4.1.1. Proteger las fianzas públicas ante riesgos del entorno macroeconómico y 4.1.2. Fortalecer los ingresos del sector público, que tiene como líneas de acción, respectivamente, diseñar una política hacendaria integral que permita al gobierno mantener un nivel adecuado de gasto ante diversos escenarios macroeconómicos y que garantice la viabilidad de las finanzas públicas y reducir la vulnerabilidad de las finanzas públicas federales ante caídas inesperadas del precio del petróleo y disminuir su dependencia estructural de ingresos de fuentes no renovables y adecuar el marco legal en materia fiscal de manera eficiente y equitativa para que sirva como palanca del desarrollo.

I. LEY DE INGRESOS SOBRE HIDROCARBUROS

El proyecto de Ley que se pone a consideración de esa Asamblea regula un aspecto fundamental que deriva de la reforma constitucional antes señalada; en efecto, los ingresos que el Estado Mexicano habrá de recibir como consecuencia de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, constituyen uno de los pilares fundamentales del nuevo paradigma que en materia energética, específicamente petrolera, se introdujo con la reforma constitucional aludida.

No debe haber espacio para dudas, los ingresos que la Nación mexicana reciba por estos conceptos, deben contribuir a su desarrollo de largo plazo y consolidarse en importantes palancas para el crecimiento y el bienestar de las familias de México.

En ese sentido, la Iniciativa de Ley propone un cambio primordial respecto al tratamiento fiscal aplicable a la extracción de hidrocarburos, pues aplicar el modelo que hasta el momento ha sido exclusivo para Petróleos Mexicanos no resulta adecuado a la nueva organización de la industria petrolera que estableció la reforma constitucional. El modelo actual es un régimen complejo y extremadamente rígido, que impone una tributación a los rendimientos que se obtengan, con total indiferencia frente a los costos y a las necesidades de reinversión futuras. Además, impone una carga administrativa onerosa, distorsiona las decisiones de inversión y no garantiza la plena alineación de intereses entre el Estado y Petróleos Mexicanos.

Prueba de lo anterior es que, debido a que a lo largo del tiempo los costos promedio de descubrimiento, desarrollo y producción de Petróleos Mexicanos se han incrementado por encima de los 6.50 dólares por barril que se le reconocen en el régimen general, la tributación se comporta de manera equivalente a una proporción fija de alrededor de 68% de los ingresos brutos (en promedio entre 2006 y 2012, la carga fiscal fue de 90% de los ingresos netos). Esto es, independientemente de los costos de producción, del nivel de producción o del precio de los hidrocarburos, la carga fiscal representa un porcentaje constante de los ingresos petroleros brutos de un proyecto.

Mientras que en México la captura de la renta petrolera se ha venido realizando por medio de un sistema rígido de derechos, otros países con recursos petroleros utilizan una diversidad de instrumentos. Entre otros, las regalías, los impuestos especiales sobre la producción o el valor de los hidrocarburos (captura de la renta petrolera), los impuestos corporativos (es decir, el impuesto sobre la renta) e, incluso, los dividendos que las empresas pagan a sus accionistas, sus dueños, por los rendimientos que obtienen por el capital invertido. Por ejemplo, Noruega cobra una sobretasa de 50% sobre las utilidades petroleras, para una carga fiscal total para hidrocarburos de 78% de la utilidad neta. Los Estados Unidos de América, en aguas profundas, cobra regalías cercanas al 18%, que en conjunto con la tasa de impuestos corporativos, elevan la carga fiscal total a más del 50%. En Colombia, los impuestos y regalías a la industria petrolera representan alrededor del 75% de las utilidades netas.

Considerando lo anterior, la presente Iniciativa plantea los mecanismos con los que contará el Estado para definir los términos fiscales que permitirán a la Nación obtener ingresos que contribuyan a su desarrollo de largo plazo, por virtud de la explotación de los hidrocarburos propiedad del Estado, ya sea mediante Asignaciones o a través de Contratos.

En primera instancia es importante aclarar que hablar de un régimen fiscal en los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos no implica un esquema tributario, es decir, que no se refiere al ámbito de las contribuciones como son los impuestos o derechos. En el medio petrolero se conoce como “régimen fiscal” a la regulación y a los términos que se establecen en los contratos –sujeto al acuerdo de voluntades de las partes– sobre las prestaciones que obtendrá el Estado derivado de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. En ese sentido, los términos fiscales para los contratos a los que se refiere la Ley que se propone, no tienen la naturaleza de contribuciones, sino de contraprestaciones contractuales con mecanismos para su determinación.

Por su parte, y a diferencia de lo que sucede con los contratos de exploración y extracción, en el caso de las Asignaciones se trata de una figura administrativa por la que

el Estado concede a una empresa productiva del Estado el aprovechamiento de los hidrocarburos que son de la Nación. Por ello, resulta adecuado, como se propone, mantener un régimen, éste sí tributario, de derechos para estas actividades, similar al que existe actualmente, por una cuestión de economía legislativa y simplificación en la regulación. Así las cosas, se busca incorporar en el nuevo ordenamiento los derechos sobre hidrocarburos que actualmente se encuentran vigentes en la Ley Federal de Derechos. El mantener vigente el régimen de derechos permitirá además que la transición al nuevo esquema de contratos se haga de manera ordenada, cuidando no alterar las finanzas públicas.

Por otro lado, respecto de los distintos tipos o modalidades de contratos previstos en la Constitución para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, el proyecto que se somete a consideración de esa Asamblea define y norma las distintas contraprestaciones que deberán ser incluidas a favor del Estado y de los contratistas, según el tipo de contrato de que se trate. Lo anterior, garantizando en todo momento la captura de la renta petrolera a favor de la Nación.

Con base en lo anterior, la nueva Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos que se somete a consideración de esa Asamblea se compone de 70 artículos agrupados en cinco Títulos. El primero referente a las disposiciones generales. El segundo establece el régimen de ingresos derivados de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos. El Tercero prevé el régimen de derechos aplicable a las Asignaciones. El Cuarto señala las reglas sobre transparencia y fiscalización, y el Quinto incluye disposiciones finales que se relacionan con los demás títulos de la Ley.

Título Primero: Disposiciones Generales

Primeramente, se señala que la nueva Ley es de orden público y tiene por objeto establecer (i) el régimen de los ingresos que recibirá el Estado Mexicano derivados de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos que se realicen a través de las asignaciones y contratos a que se refieren el artículo 27, párrafo séptimo, de la Constitución y la Ley de Hidrocarburos, así como las contraprestaciones que se establecerán en los contratos; (ii) las disposiciones sobre la administración y supervisión de los aspectos financieros de los contratos, y (iii) las obligaciones en materia de transparencia y rendición de cuentas respecto de los recursos a que se refiere el ordenamiento.

El proyecto establece que, sin perjuicio de las demás obligaciones fiscales (por ejemplo, el impuesto al valor agregado o los aranceles) a las que los contratistas y asignatarios están sujetos, los ingresos que el Estado Mexicano percibirá por las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos se componen por lo siguiente:

- En el caso de los contratos, por las contraprestaciones a favor del Estado que se establezcan en cada uno de ellos, en los términos establecidos por la nueva ley, así como por el impuesto sobre la renta que se genere por las actividades comprendidas en el contrato, y
- En el caso de las asignaciones, por los derechos que se especifican en el Título Tercero del proyecto de Ley que aquí se presenta.

Lo anterior implica que cualquier empresa pública o privada, con la que se formalice alguno de los contratos a los que se refiere el proyecto, además de las contraprestaciones contempladas en los mismos, estará sujeta a un tratamiento ordinario en materia fiscal. Es decir, que el pago de las contraprestaciones previstas en los contratos no exime a ningún contratista de cumplir con las obligaciones fiscales que les correspondan conforme a la legislación aplicable.

La reforma constitucional también modificó el manejo de los ingresos del Estado por la exploración y extracción de hidrocarburos, privilegiando el ahorro de largo plazo y el uso transparente de los recursos petroleros. En particular, estableció que dichos ingresos, sin incluir los impuestos de aplicación general como el impuesto sobre la renta o el impuesto al valor agregado, serían recibidos por el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (Fondo Mexicano del Petróleo) para su distribución según las disposiciones legales aplicables. En atención a lo anterior, se establece que dichos ingresos se exceptúan de las reglas de concentración en la Tesorería de la Federación. Los impuestos de aplicación general antes mencionados seguirán siendo recibidos por las instancias correspondientes.

Finalmente, a fin de facilitar su comprensión, se incluye un precepto que agrupa los términos definidos que se usan a lo largo de la ley y que se homologan con los previstos en la Ley de Hidrocarburos, que contiene toda la reglamentación sustantiva sobre su explotación.

Título Segundo: De los Ingresos por Contratos

La Ley que se pone a consideración del Congreso de la Unión define y norma los elementos principales de las contraprestaciones que se podrán establecer en los contratos, incluyendo lo relativo a las condiciones bajo las cuales se calcularán y entregarán dichas contraprestaciones.

Por otro lado, reconociendo que se trata de una relación de naturaleza contractual entre el Estado Mexicano y el contratista, se aclara que el pago al Estado Mexicano de las

contraprestaciones que se establezcan en los contratos no exime a los contratistas del cumplimiento de las obligaciones en materia tributaria establecidas en la Ley del Impuesto sobre la Renta y demás disposiciones fiscales.

Con el objetivo de abonar a la transparencia del régimen de contratos, se establece que dichos contratos se adjudicarán, por regla general, mediante licitaciones públicas, en los términos de la Ley de Hidrocarburos y que se utilizará como variable de adjudicación una de naturaleza económica. Ello, sin menoscabo de que, en términos de la Ley de Hidrocarburos, se establezcan condiciones de precalificación y compromisos mínimos de inversión o de trabajo, como requisitos o condiciones previas para participar en las licitaciones.

En concordancia con la multicitada Reforma Constitucional, se prevé que sea la SHCP la que determine las condiciones económicas relativas a los términos fiscales contenidos en la Ley que se propone, los cuales deberán incluirse en las bases de la licitación para la adjudicación de los contratos. Para garantizar la adecuada operación de los términos económicos con los distintos elementos técnicos de los contratos a adjudicar, en dicha determinación, la SHCP deberá solicitar la opinión de la Secretaría de Energía. Cuando se trate, en términos de la Ley de Hidrocarburos, de la migración de áreas bajo asignación a los esquemas de contratos, la SHCP fijará las condiciones económicas relativas a los términos fiscales de los mismos y, en caso de que dichos contratos se modifiquen, dicha Secretaría determinará las nuevas condiciones económicas relativas a los términos fiscales que deberán incluirse en el convenio modificatorio respectivo.

El régimen de contraprestaciones que se propone está diseñado bajo las siguientes premisas:

- **Captura de la renta económica para el Estado:** Por su propia naturaleza, las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos generan renta económica que debe ser capturada en beneficio de la Nación, propietaria de los recursos a extraer.
- **Régimen progresivo:** la proporción de los ingresos que recibe el Estado debe aumentar con el precio del hidrocarburo y con el tamaño del yacimiento descubierto.
- **Régimen sencillo:** considerando los objetivos anteriores, el régimen debe contar con pocos componentes, con una estructura similar entre distintos tipos de campos y de hidrocarburos.

Contraprestaciones comunes de los contratos

Si bien conforme a la naturaleza propia de cada uno de los contratos que se establecieron en la reforma constitucional, éstos tienen distintas contraprestaciones, existen algunas a favor del Estado que les son comunes, y se prevén para los contratos de producción compartida, utilidad compartida, y licencia.

Las contraprestaciones en comento tienen como finalidad garantizar un flujo de efectivo a favor del Estado, ya sea durante la etapa de exploración de los yacimientos o durante la etapa de producción, con independencia de la utilidad operativa que resulte de cada contrato. Estas contraprestaciones se regulan conforme a lo siguiente:

1. Cuota Contractual para la Fase Exploratoria

Se trata de un pago a cargo del contratista, en beneficio del Estado, por la parte del área contractual que se encuentre en la fase de exploración. Este pago permite al Estado comenzar a recibir recursos desde el momento de la formalización del contrato. Asimismo, funciona como un incentivo al contratista para explorar el área contractual de forma expedita y evitar el acaparamiento de áreas por largos periodos de tiempo. Para reforzar estos incentivos, se propone que el pago por la superficie aumente a partir del mes 61 del contrato y se extinga cuando comience la producción comercial en el área. Por último, se propone que las cuotas definidas en la Ley se actualicen conforme a la evolución de la inflación.

El uso de pagos por la superficie bajo exploración es común en la práctica internacional. En general, estos pagos se contemplan en aquellos contratos que cuentan con un componente importante de exploración. De una muestra de 238 contratos petroleros en 120 países, en casi el 80% se establecen pagos similares, por ejemplo en Angola, Brasil, Canadá, Colombia y Estados Unidos. Asimismo, el nivel propuesto para estas cuotas está en línea con la práctica internacional.

Cabe señalar que el pago de la cuota contractual para la fase exploratoria debe realizarse con independencia del pago de las contribuciones que deriven de la propiedad o tenencia de las tierras o áreas para la exploración, como el impuesto predial correspondiente u otros. Es decir, el pago de la cuota a que se hace referencia no tiene relación directa con la propiedad o tenencia de las áreas asignadas, ya que al ser una contraprestación contractual, el pago se realiza en virtud de la titularidad del contrato y no de la propiedad de la tierra o áreas exploradas.

2. Regalías

De forma genérica, en la industria petrolera se denominan como “Regalías” a los pagos determinados en función de los ingresos brutos que deriven de la producción de hidrocarburos. En el caso de la Ley que se presenta, se trata de un pago a cargo del contratista, a favor del Estado, equivalente a un porcentaje del valor bruto de los hidrocarburos producidos. Se prevé que dicho porcentaje aumente cuando lo haga el precio de cada hidrocarburo, garantizando así que el Estado reciba un monto proporcionalmente mayor del valor de los hidrocarburos extraídos cuando los precios aumenten. Esta característica garantiza que el mecanismo propuesto se comporte de manera progresiva con respecto a los precios de los hidrocarburos, a favor del Estado.

Se prevé además que la tasa de la regalía sea distinta según se trate de petróleo, condensados, gas asociado o gas no asociado. Además, se plantea que, cuando el precio del gas natural sea menor a \$5 dólares por millón de BTU's (*british thermal units*) no se aplique la regalía al gas natural no asociado, reconociendo que dichos proyectos, y en particular los de gas de lutitas, son poco rentables a precios menores al mencionado.

No obstante la facilidad con la que las regalías pueden instrumentarse, son un elemento relativamente poco eficiente para capturar la renta económica. Lo anterior debido a que al constituir un pago con base en los ingresos brutos, no responde a la rentabilidad o a los costos, y si el nivel de la tasa es alto, puede impedir proyectos de altos costos, el abandono temprano del proyecto y, en algunos casos, distorsionar las decisiones de producción o incluso desalentar la participación en el sector. Por estas razones, se propone una tasa de regalía moderada, cuyo nivel dependerá del precio de los hidrocarburos. Por ejemplo, cuando el precio del petróleo sea de 100 dólares por barril, la tasa de la regalía será de 10% para el petróleo producido, lo cual está en línea con lo observado en otros países.

El uso de las regalías moderadas también es común en la experiencia internacional: más del 85% de los contratos en la muestra mencionada anteriormente contienen algún pago de esta naturaleza.

Contraprestaciones en los contratos de licencia

La nueva Ley establece que los contratos de licencia deberán prever las siguientes contraprestaciones:

1. La Cuota Contractual para la Fase Exploratoria;

2. *Las Regalías;*

3. *Bono a la firma del contrato, y*

4. *Contraprestación consistente en la aplicación de una tasa, ya sea a la Utilidad Operativa o al Valor Contractual de los Hidrocarburos.*

Tanto la Cuota Contractual para la Fase Exploratoria como las Regalías se aplicarán de la manera en que fueron explicadas anteriormente.

En cuanto al Bono a la firma del contrato, se trata de un monto específico que será pagado en efectivo por el contratista al Estado Mexicano, en el momento y en los términos que se establezcan en las bases de la licitación correspondiente, o en el contrato mismo, cuando se trate de la migración de una asignación. Mediante este instrumento, el Estado Mexicano recibirá un pago incluso antes de que inicien las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

Se plantea que el bono sea un monto conocido antes de la presentación de las ofertas económicas y, por tanto, que no sirva como variable de adjudicación. Ello, debido a que el monto es independiente de la rentabilidad del proyecto. Es también por ello que se plantea que el bono se establezca por un monto moderado que no represente un porcentaje significativo de los recursos que reciba el Estado. Por estas razones, se prevé que esta contraprestación sirva como un mecanismo para asegurar la seriedad de las ofertas económicas, ya que se convierte en un costo que no podrá ser recuperado más que mediante el desarrollo del área contractual. El bono a la firma es empleado frecuentemente en otros países como mecanismo de control (Brasil, China, Indonesia e Irak, por ejemplo).

En cuanto a la contraprestación consistente en una tasa aplicada, ya sea a la utilidad operativa generada al amparo del contrato o al valor bruto de los hidrocarburos producidos, será en general el principal elemento contractual para capturar la renta económica a favor del Estado Mexicano. Dicha tasa será la variable que servirá para la adjudicación de este tipo de contratos.

En concreto, se propone que la utilidad operativa se determine cada periodo (definido como tal en los contratos) disminuyendo del valor de los hidrocarburos producidos: i) el monto de las Regalías efectivamente pagadas por el contratista en el periodo; y ii) los costos y gastos incurridos en el periodo, así como la deducción de las inversiones, requeridos para la ejecución del contrato.

Se propone establecer requisitos para el registro de costos y que únicamente los costos registrados puedan ser eventualmente recuperados mediante los mecanismos previstos en el contrato. Los costos que no cumplan con dichos requisitos, por ejemplo, costos corporativos por encima de ciertos límites, actividades distintas a los planes aprobados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos o no relacionadas directamente con el objeto del contrato, no serán reconocidos y, por tanto, no serán pagados al contratista. Asimismo, se podrá establecer un límite, expresado como un porcentaje de los ingresos brutos generados por el contrato cada periodo, a los costos, gastos e inversiones que podrán ser reconocidos para el cálculo de la utilidad operativa.

El artículo 13 de la Iniciativa de Ley que aquí se expone establece los conceptos de costos y gastos que el contratista no podrá deducir para estos efectos. Con relación a esto, es importante señalar que para determinar la deducción de las inversiones para el desarrollo de proyectos petroleros, en lugar de aplicar los porcentajes de deducción establecidos en los artículos 33 y 34 de la Ley del Impuesto sobre la Renta, se establecen porcentajes específicos en el artículo 32 del presente proyecto de Ley. Esta aclaración es necesaria ya que la Ley del Impuesto sobre la Renta no contempla la deducción de los conceptos antes mencionados, en virtud de que anteriormente las actividades eran realizadas por Petróleos Mexicanos quien estaba exento del impuesto sobre la renta.

Asimismo, para el cálculo de la utilidad operativa, se propone que se pueda establecer un límite a las deducciones totales aplicables por periodo. Aquellas inversiones que, siendo deducibles, rebasen el límite de costos aplicable al periodo, podrán ser trasladadas a periodos subsecuentes. Ello, nuevamente con el objeto de que el Estado reciba la contraprestación desde etapas tempranas del proyecto de exploración y extracción de hidrocarburos.

Previendo la posibilidad de que Petróleos Mexicanos solicite la migración de asignaciones a esta modalidad de contratación, se contempla que cuando utilice bienes que hubieran sido deducidos parcial o totalmente en otro contrato o asignación, sólo podrán deducir el saldo pendiente por depreciar de los bienes que correspondan a dicho contrato. Con ello, se busca evitar una doble depreciación de los activos.

Otro elemento que se incluye para esta modalidad de contratación es la posibilidad de acarrear pérdidas hasta por diez ejercicios fiscales para efectos de la determinación de la contraprestación. Lo anterior es necesario, dados los amplios periodos de maduración y las importantes inversiones que requieren los proyectos petroleros.

La elección de la base de la contraprestación dependerá del tipo de proyecto al cual se aplique. El pago basado en el valor de los hidrocarburos resultará atractivo, por ejemplo, para los yacimientos de lutitas. En estos campos, es necesario perforar cientos o miles de

pozos para desarrollarlos adecuadamente, lo que requiere de una actividad intensa de planeación y ejecución. Por lo tanto, las acciones de fiscalización deben ser poco intrusivas para no frenar el desarrollo e incrementar los costos en perjuicio de la renta petrolera que recibirá el Estado.

Por otro lado, establecer el pago sobre la utilidad operativa del contratista minimiza las distorsiones ante choques negativos entre precios y costos. Sin embargo, requiere para su fiscalización de más información proporcionada por el contratista, ya que es necesario calcular la utilidad operativa del contratista en cada periodo. Para minimizar los requerimientos de información, se propone utilizar una medida de utilidad operativa lo más cercana posible a la base para calcular el impuesto sobre la renta. El uso de este mecanismo será atractivo una vez que el Estado cuente con la suficiente capacidad institucional que le permita llevar a cabo una fiscalización adecuada del contrato y en aquellas áreas, como aguas profundas o someras, en donde el desarrollo se lleva a cabo durante un periodo más amplio. Ahora bien, con independencia de la base de la contraprestación y con el propósito de permitir al Estado Mexicano capturar la rentabilidad extraordinaria que, en su caso, se genere por la extracción de los hidrocarburos, la tasa de la contraprestación podrá ser modificada a través del mecanismo de ajuste que se incluirá en los contratos y en las bases de la licitación para su adjudicación, o en los contratos que sean resultado de una migración, y que se describe más adelante.

Por su parte, en los contratos de licencia, el contratista recibirá, tal como lo establece el texto constitucional, la transmisión onerosa de los hidrocarburos una vez extraídos del subsuelo en el área contractual, siempre que, conforme a los términos del contrato, esté al corriente del pago de las contraprestaciones a favor del Estado.

Contraprestaciones en los contratos de utilidad y de producción compartida

La Iniciativa de Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos establece las contraprestaciones que deberán contemplarse específicamente en los contratos de utilidad compartida y de producción compartida que se celebren entre el Estado Mexicano y los contratistas:

- 1. La Cuota Contractual para la Fase Exploratoria;*
- 2. Las Regalías, y*
- 3. Una contraprestación que se determinará mediante la aplicación de un porcentaje a la Utilidad Operativa.*

Nuevamente, tanto la Cuota Contractual para la Fase Exploratoria como las Regalías se aplicarán de la manera en que fueron explicadas con antelación.

En cuanto a la aplicación de un porcentaje a la utilidad operativa, esta contraprestación es la que distingue y da nombre a este tipo de contratos. Se propone que la utilidad operativa del contrato se determine disminuyendo al valor de los hidrocarburos producidos, el monto de las regalías y la recuperación de costos que corresponda. Este monto, denominado Utilidad Operativa, se distribuirá conforme a porcentajes previamente establecidos en el contrato. Al igual que en los contratos de licencia, se prevé que estos contratos cuenten con un mecanismo de ajuste, que gradualmente aumente la participación del Estado en las utilidades conforme aumente la rentabilidad del proyecto.

La distinción entre los contratos de utilidad compartida y los de producción compartida deriva de la forma en la que se calculan y entregan las contraprestaciones, ya sea en efectivo, o en especie. En los contratos de utilidad compartida, se establece que los contratistas entregarán la totalidad de la producción de hidrocarburos al Estado, quien a través del comercializador convenido en el contrato, entregará los ingresos producto de la comercialización al Fondo Mexicano del Petróleo para su posterior distribución según lo señalado en el contrato. Conforme a la naturaleza de los contratos de producción compartida, las contraprestaciones se calcularán y entregarán en especie, como una proporción de los hidrocarburos producidos. El Estado podrá contratar a un comercializador, que se encargará de comercializar los hidrocarburos que reciba el Estado conforme se estipule en el contrato.

Por otro lado, se plantea establecer las reglas generales para determinar los pagos al contratista, los cuales consistirán en un porcentaje de la Utilidad Operativa, establecido en el contrato, así como los costos, gastos e inversiones determinados de acuerdo con lo que la propia Ley señala. Se trata así de la distribución de la utilidad de los proyectos entre el Estado y el contratista, recibiendo cada uno un porcentaje que, sumado, da el 100% de la utilidad del proyecto. Como se dijo, quien esté dispuesto a obtener un menor porcentaje y, de esta manera, dejar al Estado la parte mayor de la utilidad, será el ganador de las licitaciones.

En cuanto a la recuperación de costos, se propone establecer requisitos para su registro de acuerdo con una directiva de contabilidad que se incluirá en cada contrato. Únicamente los costos registrados podrán ser eventualmente recuperados mediante los mecanismos previstos en el contrato. Los costos que no cumplan con dichos requisitos, por ejemplo, costos corporativos por encima de ciertos límites, actividades distintas a los planes aprobados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos o no relacionadas directamente con el objeto del contrato, no serán reconocidos y, por tanto, no serán pagados al contratista. Asimismo, se establece un límite, expresado como un porcentaje de los ingresos brutos generados por el contrato cada periodo, a los costos, gastos e inversiones que formarán parte de la contraprestación del contratista. Como ya se

mencionó, este límite se encarga de modular la velocidad con la que se recuperan las inversiones, más no restringe el reconocimiento total de costos en el tiempo.

Los contratos de utilidad compartida y de producción compartida son comunes en la industria, aunque por lo general los segundos han sido más utilizados. El caso más reciente es el contrato de producción compartida para el campo Libra, en la región de pre-sal en Brasil, aunque hay otros ejemplos, como los contratos de Indonesia, que fueron los primeros en emplear una mecánica similar hace casi 50 años. Otros países que han empleado esta mecánica para determinar las contraprestaciones incluyen a China, Egipto, Irak y Nigeria.

Elementos comunes entre los contratos de licencia, de utilidad compartida y de producción compartida

Mecanismo de ajuste sobre algunas de las contraprestaciones

Con el propósito de permitir al Estado Mexicano capturar la rentabilidad extraordinaria que en su caso se genere por la extracción de los hidrocarburos, las tasas sobre la Utilidad Operativa o sobre el valor de los hidrocarburos, según el tipo de contrato de que se trate, serán modificadas a través de un mecanismo de ajuste, que se incluirá en las bases de la licitación para su adjudicación o en los contratos que sean resultado de una migración.

Este mecanismo se determinará para cada contrato y se basará en una medida asociada a la rentabilidad acumulada del contrato en un momento dado, con la cual podrá ajustarse una de las contraprestaciones. Se trata de que, a mayor rentabilidad del contrato, aumenten -dentro de ciertos parámetros predeterminados- los ingresos que reciba el Estado y viceversa.

Con lo anterior, se pretende fortalecer la progresividad de los términos económicos a favor del Estado Mexicano, garantizando que la renta económica que se genere por menores costos, mayores precios, o descubrimientos mayores a lo esperado, sea capturada en beneficio de la Nación. Este mecanismo también permite que la estructura básica del régimen aplique a todos los campos petroleros del país y, al ser dinámico, refleja el rendimiento en cada momento del proyecto, y genera que los términos económicos sean más robustos en el tiempo ante variaciones en costos, precios, tamaños de los yacimientos y calidad de los hidrocarburos descubiertos.

En resumen, se trata de un elemento que garantiza la progresividad del sistema, de forma que el grueso de los beneficios económicos permanezcan a favor del Estado Mexicano.

El uso de este mecanismo también es común en la práctica internacional, y es particularmente utilizado por aquellas naciones como la nuestra, que tienen un alto potencial petrolero. Países como Angola, Brasil, China, Nigeria y Libia, entre otros, incluyen este término entre las condiciones fiscales de sus contratos.

Los mecanismos de ajuste emplean distintas medidas para determinar la rentabilidad, de forma directa como la tasa interna de retorno o la relación entre ingresos e inversión, o de forma indirecta, como la productividad por pozo, la tasa de producción o el precio de los hidrocarburos. En la propuesta se establece la obligación de integrar explícitamente, entre los términos fiscales de cada contrato, un mecanismo de ajuste en las bases de licitación y en el contrato mismo.

Variable de adjudicación

En el proyecto de Ley que se presenta se plantea que los contratos se asignen por licitación y que la variable de adjudicación sea en todos los casos una única variable de naturaleza económica. La SHCP será la responsable de determinar, para cada licitación, la variable de adjudicación. Atendiendo a las circunstancias particulares de cada contrato, se podrá establecer el valor mínimo de la variable de adjudicación que sea aceptable para el Estado Mexicano.

Lo anterior garantiza que los contratos se adjudiquen de manera clara, objetiva y transparente mediante una variable única que, incontrovertiblemente, ofrecerá las mejores condiciones para el Estado Mexicano. Además, se garantiza que los términos económicos se ajusten a las condiciones de mercado y, al determinarse mediante un proceso competitivo, se garantiza que el Estado Mexicano capture de manera efectiva la renta económica que se genera con las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. Otros elementos, como porcentajes mínimos de contenido nacional o programas mínimos de inversión, podrán ser establecidos como prerrequisitos para participar en los procesos licitatorios, en términos de lo dispuesto en la Ley de Hidrocarburos.

La Iniciativa de Ley también prevé que en aquellos casos en que se migren asignaciones a contratos y, por tanto, los términos económicos no se definan mediante un proceso de concurso, dichos términos sean determinados por la SHCP. Esto obedece a que para los contratos migrados no existiría una referencia clara de mercado para determinar los términos económicos.

Determinación de los precios para hacer los cálculos

Para el correcto funcionamiento de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos, es necesario determinar el precio de tales hidrocarburos que se utilizará para determinar las contraprestaciones que recibirá el Estado Mexicano. Dicho precio de referencia debe reflejar el valor de mercado de los hidrocarburos que se produzcan en un área contractual. El proceso puede ser complejo porque, en ocasiones, es posible que no exista una referencia de mercado para el tipo exacto de hidrocarburos que se extraen de los yacimientos en un área contractual determinada.

Por ello, se prevé que cada contrato debe contener los mecanismos para la determinación de los Precios Contractuales del Petróleo Crudo, Gas Natural y Condensados, considerando, en su caso, los ajustes que se requieran por calidad, contenido de azufre, grados API, y por costos de comercialización, transporte y logística, entre otros. Estos mecanismos deberán asegurar que, independientemente de que se realicen operaciones con partes relacionadas, los Precios Contractuales del Petróleo Crudo, Gas Natural y Condensados reflejen las condiciones de mercado en los puntos de entrega, medición o fiscalización determinados en cada contrato.

En los casos en que el contratista realice operaciones con partes relacionadas, tanto para la venta o comercialización de hidrocarburos, como para la procura de insumos, materiales o servicios, se establece que serán aplicables las Guías sobre Precios de Transferencia para las Empresas Multinacionales y las Administraciones Fiscales, aprobadas por el Consejo de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico en 1995, o aquellas que las sustituyan, en la medida en que las mismas sean congruentes con las disposiciones de esta Iniciativa de Ley, de la Ley del Impuesto Sobre la Renta y de los tratados internacionales celebrados por México.

Contratos con estructuras distintas a las contempladas en la Ley

De conformidad con lo establecido en el texto constitucional, la Ley especifica que se podrán celebrar contratos cuya estructura sea distinta a las desarrolladas en la ley, siempre que las contraprestaciones correspondientes sean las contempladas en el ordenamiento o una combinación de las mismas, buscando siempre la maximización de los ingresos de la Nación.

De los contratos de servicios

La reforma constitucional prevé la posibilidad de que el Estado Mexicano también celebre contratos de servicios para la exploración y extracción de hidrocarburos. En la Iniciativa se proponen las condiciones mínimas que deberán cumplir los contratos de servicios, tales

como que los contratistas entregarán la totalidad de la producción de hidrocarburos al Estado Mexicano, y que las contraprestaciones a favor del contratista serán siempre en efectivo y se establecerán en cada contrato considerando los estándares o usos de la industria. Tomando en cuenta la naturaleza de estos contratos, las contraprestaciones no incluirán, a menos que expresamente se indique en los mismos, las regalías ni la cuota contractual para la fase exploratoria.

Otras obligaciones a cargo de los contratistas

Para garantizar un adecuado control del Estado Mexicano sobre los contratos y la correcta operación de los mismos, se establecen diversas obligaciones adicionales que los contratistas deberán cumplir, sin perjuicio de las demás obligaciones que se establezcan en otras disposiciones jurídicas. En este sentido, la iniciativa de Ley que se somete a consideración de esa Asamblea, prevé que el contratista deberá:

- Utilizar sus propios recursos para fondear las actividades descritas en el contrato. Antes de que comience la producción en el área contractual, bajo ninguna circunstancia serán exigibles pagos a favor del contratista ni se le otorgará anticipo alguno;
- Entregar al Fondo Mexicano del Petróleo las contraprestaciones a favor del Estado Mexicano, conforme a los términos del contrato;
- Observar, para aquellos contratos que incluyan la recuperación de costos, las reglas y bases sobre el registro de costos, gastos e inversiones que se incluyan en el contrato, conforme a los lineamientos que emita la SHCP;
- Observar las reglas y bases sobre la procura de bienes y servicios para las actividades llevadas a cabo al amparo de los contratos que se incluyan en cada uno de ellos, conforme a los lineamientos que emita la SHCP;
- Cumplir con los requerimientos de información que las distintas autoridades les soliciten. Asimismo, se prevé que el contratista deberá pactar con los terceros con los que contrate la realización de operaciones vinculadas con el objeto del contrato, la obligación de dichos terceros de entregar directamente a la SHCP, cuando ésta se los solicite, la información sobre sus operaciones con el contratista. Ello, con la finalidad de que el Estado cuente con acceso a toda la información que necesite para llevar a cabo un adecuado seguimiento financiero de los contratos, y

- Pagar los derechos y aprovechamientos que se establezcan por la administración y supervisión de los contratos o la supervisión y vigilancia de las actividades realizadas al amparo de los mismos, que realicen la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.

Aspectos Fiscales relacionados con el Impuesto Sobre la Renta

Porcentajes de deducción

Tal y como se apuntó antes, en la Ley del Impuesto sobre la Renta no se prevén perfiles de deducción para los activos utilizados en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. Por tanto, en la Ley que se pone a consideración se incluyen los porcentajes de deducción para: las inversiones realizadas para la exploración, recuperación secundaria y mejorada, y el mantenimiento no capitalizable; las inversiones realizadas para el desarrollo y extracción de petróleo crudo o gas natural, y las inversiones realizadas en infraestructura de almacenamiento y transporte indispensable para la ejecución del contrato, como oleoductos, gasoductos, terminales, transporte o tanques de almacenamiento. Asimismo, es necesario establecer que cuando el contratista utilice bienes de las inversiones antes referidas que no hubieran sido deducidos en su totalidad, para efectos del Impuesto sobre la Renta, sólo podrán deducir el saldo pendiente por depreciar de los bienes que correspondan a dicho contrato.

Cerco Fiscal

Otro elemento común que aplicará a cualquier tipo de contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos es un mecanismo conocido como cerco fiscal. Este cerco fiscal permite delimitar exactamente los resultados de cada contrato, tanto en inversiones, gastos e ingresos, permitiendo determinar de forma precisa la rentabilidad de cada área contractual, y evitando que la consolidación pueda erosionar la base impositiva.

Con este propósito, para evitar que las sociedades que sean titulares de más de un contrato consoliden las posibles pérdidas de un área contractual con los resultados positivos en otra, se establece que las bases de licitación de los contratos y los contratos mismos deberán especificar que sólo podrán participar en los procesos de licitación para la adjudicación de cada contrato, empresas productivas del Estado, personas morales o asociaciones en participación, que no tributen en el régimen fiscal opcional para grupos de sociedades a que se refiere el Capítulo VI del Título Segundo de la Ley del Impuesto sobre la Renta. Además, dichas personas o asociaciones no podrán ser titulares de más de un contrato, excepto en los casos en los que el contratista sea una empresa productiva del Estado, cuyo objeto sea exclusivamente la exploración y extracción de hidrocarburos.

El permitir a las empresas productivas del Estado ser titulares de más de un contrato obedece a las circunstancias particulares que rigen a dichas empresas. La constitución de las empresas productivas del Estado, como empresa pública, conlleva un trámite de mayor complejidad que el de cualquier empresa privada, por lo que sujetar a dichas empresas al mismo tratamiento supondría entorpecer el desarrollo de las empresas productivas e imponer una carga operativa al Estado. No obstante, en caso de que las empresas productivas del Estado realicen las actividades a través de una filial, éstas no podrán ser titulares de más de un contrato, toda vez que se sujetarán a la misma regulación que cualquier otra empresa de naturaleza privada.

Atribuciones de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público

Se establece, en términos de la reforma constitucional, que corresponde a la SHCP la administración y supervisión de los aspectos financieros de los contratos, relacionados con las contraprestaciones y demás elementos previstos en la nueva Ley, sin perjuicio de las atribuciones que correspondan a la Comisión Nacional de Hidrocarburos en la administración de los aspectos técnicos de los contratos, conforme a la legislación aplicable. Asimismo, se establece que la SHCP y la Comisión Nacional de Hidrocarburos deberán coordinarse para el correcto ejercicio de sus respectivas funciones en la administración y supervisión de los contratos.

Conforme al ejercicio de las funciones señaladas en el párrafo anterior, es importante mencionar que la SHCP no será considerada autoridad, por lo que no procederá recurso administrativo o judicial alguno en contra de sus determinaciones, mismas que sólo podrán ser cuestionadas en la forma y términos que se señalen en los contratos. Ello, en virtud de que se trata de una relación contractual entre el Estado Mexicano y los contratistas, por lo que cualquier controversia que se suscite en relación con los términos económicos o cualquier otro concepto previsto en la presente Ley deberá resolverse a través de los mecanismos previstos, para tal efecto, en los propios contratos.

Considerando el ámbito de las distintas responsabilidades con las que cuenta la SHCP, se especifica que las funciones que realice en términos de los contratos o conforme a lo previsto en la Ley que se propone, serán sin perjuicio de las facultades en materia fiscal de las autoridades competentes en términos de las leyes aplicables. Asimismo, se aclara que el registro y reconocimiento de costos, gastos, inversiones e ingresos que se realice conforme a lo dispuesto en los contratos, solamente serán válidos para la determinación de las contraprestaciones contempladas en los mismos, por lo que su registro, y en su caso, reconocimiento bajo los términos de un contrato no implicará su aceptación o rechazo para efectos del cumplimiento de las obligaciones fiscales a las que estén sujetos los contratista en términos de la legislación aplicable.

En particular, se prevé que la SHCP tenga las siguientes funciones:

- Determinar las bases y reglas sobre el registro de costos, gastos e inversiones del contrato, conforme a los lineamientos que emita;
- Determinar las bases y reglas sobre la procura de bienes y servicios para las actividades llevadas a cabo al amparo de cada contrato, conforme a los lineamientos que emita, mismos que deberán tener como objetivo minimizar los costos, gastos e inversiones, privilegiando para ello el uso de mecanismos que garanticen la mayor transparencia y competencia en los procesos de contratación del contratista;
- Recibir de los contratistas la información y documentación relacionada con los costos y gastos e inversiones, así como con la deducción de dichas inversiones, requeridos para la ejecución del contrato, y llevar un registro de dichos conceptos y, en su caso, de su reconocimiento;
- Verificar el correcto pago de las regalías y cuotas contractuales para la fase exploratoria establecidas en el contrato;
- Llevar los registros de información que se requieran para la determinación de las contraprestaciones establecidas en el contrato y para realizar las demás funciones a su cargo;
- Instruir al Fondo Mexicano del Petróleo el pago a los contratistas de las contraprestaciones que, en su caso y conforme al contrato, les correspondan;
- Verificar las operaciones y registros contables derivados del contrato, incluso mediante la realización de auditorías o visitas a los contratistas, conforme a los lineamientos que al efecto emita;
- Solicitar a los contratistas y a terceros la información que requiera para el correcto ejercicio de sus funciones, conforme a lo establecido en el contrato;
- Solicitar a la Comisión Nacional de Hidrocarburos la realización de visitas de campo o de otro tipo para verificar las actividades e inversiones de los contratistas, y
- Dar aviso a la Comisión Nacional de Hidrocarburos respecto de las irregularidades que detecte en la ejecución del contrato a efecto de que se hagan valer los derechos que correspondan al Estado conforme al mismo, o se apliquen las penas o sanciones

que se prevean en el contrato. Lo anterior, sin perjuicio de otras acciones jurídicas que resulten aplicables.

Las bases y reglas que se incorporen a los contratos y a los que se encuentran obligados los contratistas, no serán considerados disposiciones de carácter general y tendrán efectos contractuales, por lo que sólo podrá requerirse su cumplimiento en los términos que se establezcan en los contratos.

Título Tercero: De los Ingresos derivados de Asignaciones

En este título se plantea el régimen específico de derechos para las asignaciones de las que actualmente es titular Petróleos Mexicanos y las que en el futuro puedan recibir las empresas productivas del Estado, como un punto de transición para que a futuro se pueda producir la migración de dichas asignaciones al esquema de los contratos. Es importante destacar que el régimen propuesto conserva la estructura y carga fiscal que actualmente se encuentra regulada en la Ley Federal de Derechos, ya que la migración debe efectuarse gradualmente sin descuidar los ingresos que hoy en día financian una parte considerable del presupuesto del sector público.

Es importante señalar que al replicarse el régimen vigente de derechos, estos mantienen su carácter tributario conforme a las disposiciones fiscales aplicables, en contraposición a la naturaleza de las contraprestaciones que deriven de los contratos. En ese sentido, no obstante que los recursos que deriven de las asignaciones se entreguen directamente al Fondo Mexicano del Petróleo, la fiscalización y supervisión del correcto cumplimiento de estas obligaciones estará a cargo del Servicio de Administración Tributaria, conforme a las facultades que las disposiciones fiscales le confieren.

Aunado a lo anterior y como consecuencia de la incorporación de Petróleos Mexicanos al esquema de tributación general (sujeto al pago del impuesto sobre la Renta) se propone al Congreso de la Unión no considerar los ingresos derivados de las asignaciones como acumulables para efectos del Impuesto sobre la Renta. Lo anterior, toda vez que el régimen impositivo de derechos al cual se propone sujetar a las asignaciones está calibrado de forma que Petróleos Mexicanos obtenga una recuperación neta por la realización de las actividades, asegurando que el Estado perciba la mayor parte de la renta. Por ello, sujetar los ingresos de asignaciones al impuesto sobre la renta impediría una recuperación razonable a Petróleos Mexicanos, disminuyendo sus ganancias y limitando la inversión que pudiera realizar, comprometiendo la realización de las actividades.

En ese sentido, establecer la no acumulación de los ingresos derivados de las asignaciones permitirá a Petróleos Mexicanos hacerse de los recursos suficientes para

realizar sus operaciones y obtener una ganancia adecuada por llevar a cabo dichas actividades.

Título Cuarto: De la Transparencia y Fiscalización

Por otra parte, un factor fundamental para la debida implementación de la reforma que se propone es que el Estado transparente debidamente los ingresos que reciba por la exploración y extracción de los hidrocarburos propiedad de la Nación. Sólo así se podrá evaluar la eficacia de las medidas propuestas y de los nuevos esquemas de explotación planteados.

Por ello, la iniciativa prevé los conceptos de ingresos específicos que la SHCP deberá hacer públicos mensualmente a través de Internet, de manera clara y ordenada, así como la demás información que permita conocer de forma sencilla la verdadera dimensión de la renta petrolera del Estado.

Así también, con el objeto de garantizar que los recursos del Fondo Mexicano del Petróleo se utilicen para los fines autorizados, se señala que los recursos que ingresen a dicho Fondo se considerarán recursos federales y quedarán sujetos a las facultades de fiscalización de las autoridades federales competentes, conforme a las disposiciones jurídicas aplicables. Al efecto, se deberán establecer procedimientos y mecanismos de control, seguimiento y registro de operaciones, claros y transparentes, para que la SHCP y demás autoridades fiscalizadoras puedan verificarlas periódicamente.

Título Quinto: Disposiciones Finales

En este título se concentran diversas disposiciones y medidas tendientes a dar operatividad a los distintos apartados previstos en este nuevo ordenamiento.

En primer lugar, se prevé que la SHCP incluirá en la Cuenta de la Hacienda Pública Federal y en los Informes trimestrales sobre la situación económica, las finanzas públicas y la deuda pública, los ingresos obtenidos por el Estado Mexicano que deriven de los contratos y de los derechos a que se refiere la presente Ley.

Finalmente, y en atención a que el artículo 123 constitucional, apartado A, fracción IX, inciso d) establece que la ley, además de las expresamente señaladas en tal inciso, podrá exceptuar de la obligación de repartir utilidades (PTU) a otras actividades cuando así lo justifiquen su naturaleza y condiciones particulares, se estima necesario exceptuar a las empresas que realicen actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, en atención a las siguientes consideraciones:

Las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos gozan de un interés superlativo para la Nación mexicana, de tal suerte que se les confiere protección y una naturaleza jurídica particular, cuyos principios y directrices se encuentran plasmados desde nuestra Constitución General. Así, tales actividades son consideradas como estratégicas en términos del artículo 28, párrafo cuarto, de nuestra norma constitucional. La categoría de estratégica que se les otorga no es sólo una cuestión de carácter semántico o conceptual, sin mayores implicaciones, sino que, por el contrario, tal calificación repercute al conferirle un régimen jurídico distinto al de cualquier otra actividad que se realice en el territorio nacional, y que deriva, por una parte, de la naturaleza de los bienes nacionales involucrados y, por otra, del destino de los recursos que de tales actividades se obtengan.

En primer lugar, el objeto de tales actividades recae principalmente en bienes de estricta y exclusiva propiedad de la Nación. Al respecto, el artículo 25 constitucional establece que el dominio de la Nación sobre los hidrocarburos es inalienable e imprescriptible, y que la propia Nación podrá realizar las actividades de extracción de petróleo y demás hidrocarburos en términos del artículo 27 constitucional.

Para el mejor entendimiento de las implicaciones de este régimen particular, resulta fundamental recordar que las reformas constitucionales en materia de energía publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 20 de diciembre de 2013, introdujeron, entre otros aspectos, una nueva forma de entender las actividades que constitucionalmente se reservan, exclusivamente, a la intervención del Estado, así como nuevas formas de explotación de algunos de los recursos naturales cuya propiedad es igualmente exclusiva de la Nación. Tradicionalmente se ha entendido que existe una prohibición absoluta para que agentes de naturaleza “privada” participen o cooperen con el Estado para la realización de las actividades que la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos califica como “estratégicas. Sin embargo, la reforma constitucional en comento estableció en el octavo párrafo del artículo 27 que la propiedad de la Nación de los hidrocarburos en el subsuelo es inalienable e imprescriptible y que, además, no se otorgarán concesiones y, al mismo tiempo, que a fin de que el Estado obtenga ingresos que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación, ésta podrá llevar a cabo las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares.

Esto es, con el objetivo de que el Estado cuente con mayores herramientas jurídicas y de inversión para el aprovechamiento de nuestros más preciados recursos naturales, en atención a cierto objetivo constitucional (incrementar los ingresos de la Nación) se permite la participación de empresas privadas. En última instancia, esta modalidad de participación de los agentes privados no es similar a las actividades comerciales que no están reservadas al Estado, pues el propio texto constitucional expresamente señala que

los particulares realizarán tales actividades de exploración y extracción de hidrocarburos por cuenta de la Nación, y que en los contratos que se celebren deberá reiterarse la fórmula constitucional sobre que los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación.

Lo anterior está relacionado con una segunda distinción entre las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos de cualquier otra, y se refiere, como ya se adelantó, a que la propia Constitución incorpora cuál deberá ser el destino de los ingresos que de ellas deriven. Así, con independencia de que la Nación realice las actividades -ya sea mediante sus empresas productivas o con el apoyo de empresas particulares-, nuestra norma fundamental estableció como mandato obligatorio que las diversas formas en las que la Nación ejerza las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, tendrán como objetivo o propósito “obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación”.

De esta manera, la exención del pago de PTU a todas las empresas que realicen actividades de exploración y extracción de hidrocarburos tiene como fundamento el cumplimiento al mandato constitucional de maximizar los ingresos de la Nación. Ello es así, pues con esta medida se pretende que la mayor cantidad de beneficios económicos que se produzcan por tales actividades estén en propiedad de la Nación y no en manos de particulares. Es decir, la exención del pago de PTU permitirá, por un lado, que las empresas que por cuenta del Estado realicen las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos únicamente se queden con el margen menor de utilidades que resulte atractivo para que participen en nuestro mercado de hidrocarburos y, por otro, que el Estado perciba el mayor margen de utilidad posible, en beneficio de la Nación, y conforme lo ordena la Constitución General.

La importancia y justificación de la exención propuesta no sólo está relacionada con el cumplimiento del mandato de nuestra norma fundamental, sino también con un beneficio mayor para la población mexicana. De esta manera, entre mayor sea la cantidad de recursos que se obtenga por parte de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, mayores también serán las cantidades que el Estado Mexicano podrá destinar a diversos objetivos sociales que repercuten en el bienestar y desarrollo de todos los mexicanos, como lo son: el fondo de pensión universal; el financiamiento de proyectos de inversión en ciencia, tecnología e innovación; en becas para la formación de capital humano en universidades y posgrados, así como en los diversos destinos sociales que se determinen en el Presupuesto de Egresos de la Federación, entre otros.

Por último, no está de más mencionar que la exención que hoy se propone no prohíbe que los trabajadores puedan recibir otros beneficios adicionales a su ingreso laboral, sino que, dado que las empresas estarán “liberadas” del pago de PTU, podrán diseñar nuevos

mecanismos competitivos que resulten atractivos para retribuir a sus trabajadores. Es decir, las empresas podrán generar sus propio sistemas de incentivos y de recompensas laborales, lo que, en última instancia, mejorará la competitividad y eficacia de las diversas empresas que realicen las actividades en cuestión.

En suma, dado que las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos que cualquier empresa realizará a nombre y por cuenta del Estado tienen una naturaleza y condiciones particulares de realización y operación por mandato constitucional que las distinguen de otras, se considera justificado exceptuarlas del pago de PTU.

Asimismo, se señala expresamente que la SHCP será quien ejerza las funciones previstas en la Ley o aquéllas que se determinen en los contratos, en el ámbito de la misma Ley, pudiendo apoyarse en el Servicio de Administración Tributaria. Esto, con las precisiones que se han realizado respecto a que dichas funciones se ejercen en un ámbito contractual y sin tener efectos tributarios.

Finalmente, se propone establecer el supuesto conforme al cual el desarrollo de las actividades a que se refiere la Ley de Hidrocarburos constituirá un establecimiento permanente. Esto permitirá gravar conforme a la Ley del Impuesto sobre la Renta a aquellos residentes en el extranjero que en el desarrollo de las actividades antes citadas tengan una permanencia mayor a 30 días en cualquier período de doce meses en el territorio nacional o en la zona económica exclusiva sobre la cual México tenga derecho.

Con esta propuesta se sigue la práctica internacional utilizada por países que cuentan con un régimen similar al que contaría nuestro país con la aprobación de esta Ley. Es decir, países como Australia, Indonesia, Letonia, Lituania y Noruega, ya cuentan con normas en su legislación que les permite gravar a residentes en el extranjero por el desarrollo de las actividades a que se refiere esta Ley aplicando una práctica similar para la constitución de establecimiento permanente al señalado conforme a la propuesta.

Lo anterior será aplicable principalmente a aquellas personas residentes en el extranjero que sean subcontratadas por empresas residentes en México para el desarrollo de un servicio relacionado con las actividades a que se refiere este Ley. Además se evita que residentes en el extranjero intenten eludir la constitución de un establecimiento permanente al fragmentar sus actividades de tal manera que no se cumpla el requisito temporal de 30 días. Es por ello que las actividades que lleven a cabo partes relacionadas que sean idénticas o similares o que formen parte de un mismo proyecto se contabilizarán junto con las actividades del residente en el extranjero.

Asimismo, se propone gravar conforme al artículo 154 de la Ley del Impuesto sobre la Renta a los residentes en el extranjero que ejerzan un empleo en territorio nacional o en

la zona económica exclusiva sobre la cual México tenga derecho, relacionado con las actividades de los contratistas o asignatarios a que se refiere la Ley de Hidrocarburos, cuando el pago sea efectuado por residentes en el extranjero sin establecimiento permanente en México y la duración del empleo exceda de 30 días.

Transitorios

El régimen transitorio del proyecto señala que el Título Tercero de esta Ley, entrará en vigor el 1 de enero de 2015, con el fin de que lo presupuestado para el ejercicio fiscal 2014, con base en las disposiciones aún vigentes, no se vea afectado.

Asimismo, se aclara que durante el ejercicio fiscal 2014, Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, continuarán pagando a la Tesorería de la Federación los derechos previstos en la Ley Federal de Derechos por las actividades que realicen al amparo de asignaciones. A partir del 2015, los derechos a cargo de la empresa serán los establecidos en el Título Tercero de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, mismos que deberán entregar directamente al Fondo Mexicano del Petróleo.

Se prevé, además, que para el caso en que Petróleos Mexicanos obtenga la migración de sus asignaciones a contratos durante el presente año, continuará pagando derechos por sus actividades hasta el final del ejercicio, e iniciará a pagar las contraprestaciones previstas en los contratos a partir del 1 de enero de 2015.

Finalmente, se señala que Petróleos Mexicanos deberá tributar conforme a la Ley del Impuesto Sobre la Renta, a partir del 1 de enero de 2015.

II. LEY FEDERAL DE DERECHOS

Con el fin de concentrar en un único ordenamiento legal todas las disposiciones relativas al régimen de derechos aplicable a Petróleos Mexicanos y demás empresas productivas del Estado que realicen actividades de exploración y extracción de hidrocarburos al amparo de una asignación, se propone derogar de la Ley Federal de Derechos, el Título II, Capítulo XII, denominado Hidrocarburos.

También se prevé que lo referente al régimen de derechos por la extracción del gas asociado a los yacimientos de carbón mineral, contenido en los artículos 61-D, 267, y el penúltimo párrafo del artículo 268 de la Ley Federal de Derechos se derogue, en virtud de que la extracción de gas asociado a los yacimientos de carbón mineral se sujetará a las contraprestaciones previstas para los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos.

Las disposiciones transitorias que se proponen señalan los momentos en que las derogaciones de referencia entrarán en vigor, en concordancia con lo establecido para la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y la Ley de Hidrocarburos que forma parte del paquete de reformas secundarias que nos ocupa.

III. LEY DE COORDINACIÓN FISCAL

En línea con el nuevo modelo propuesto, se plantea actualizar el sistema nacional de coordinación fiscal en relación con las entidades federativas, así como con los municipios y demarcaciones territoriales del Distrito Federal, para establecer la participación que corresponda a sus haciendas públicas, dados los cambios en el tratamiento de los ingresos derivados de derechos a cargo de Petróleos Mexicanos y la incorporación de los contratos a que se refiere el párrafo séptimo del artículo 27 constitucional.

Actualmente, los ingresos petroleros participables están regulados por la Ley de Coordinación Fiscal (LCF) así como por la Ley Federal de Derechos (LFD). De acuerdo con lo señalado en el artículo 2 de la LCF y el artículo 261 de la LFD, el 85.31% de la recaudación obtenida por el derecho ordinario sobre hidrocarburos, por el derecho especial sobre hidrocarburos y por el derecho adicional sobre hidrocarburos, es participable. El artículo 2-A de la LCF señala que el 3.17% del derecho adicional sobre la extracción de petróleo, excluyendo el derecho extraordinario sobre el mismo, se destina a los municipios colindantes con la frontera o litorales por los que se realice materialmente la salida del país de dichos productos. Asimismo, el artículo 1-B señala que el Fondo de Extracción de Hidrocarburos (FEXHI) se conforma con el 0.6 por ciento del importe obtenido por el derecho ordinario sobre hidrocarburos.

En 2013, el monto total recaudado por concepto de derechos participables fue de 622,925 millones de pesos. Este monto representó el 72.3% del total de ingresos por derechos sobre hidrocarburos, como se muestra en la tabla siguiente:

Ingresos por derechos sobre hidrocarburos, 2013	
(millones de pesos)	
2013	
I. Derechos ordinario sobre hidrocarburos	721,734
II. Derecho especial sobre hidrocarburos	5,650
III. Derecho adicional sobre hidrocarburos	2,806
IV. Otros derechos	131,182
V. Total ingresos por derechos sobre hidrocarburos (I+II+III+IV)	861,372
VI. Derechos participables (85.31%*(I+II+III))	622,925
Porcentaje participable de los ingresos por derechos (VI / V)	72.3

La reforma energética prevé que los ingresos que correspondan al Estado Mexicano derivados de las asignaciones y contratos serán recibidos por el Fondo Mexicano del Petróleo, y que éste a su vez será el encargado de realizar las transferencias para canalizar dichos ingresos conforme a su mandato constitucional. En este sentido, el Gobierno Federal no recaudará directamente los ingresos por los derechos sobre hidrocarburos, ni las contraprestaciones que correspondan al Estado por los contratos a que se refiere el artículo 27 constitucional, sino que percibirá los ingresos provenientes de las transferencias que realice el Fondo Mexicano del Petróleo, así como por los ingresos correspondientes al impuesto sobre la renta de las empresas que ejecuten actividades al amparo de los referidos contratos.

Para mantener el porcentaje de ingresos por derechos que es participable bajo este nuevo esquema de ingresos petroleros, se propone incluir en el artículo 2 de la LCF que será participable el 85.31% de la recaudación obtenida por la suma del derecho ordinario sobre hidrocarburos, del derecho especial sobre hidrocarburos y del derecho adicional sobre hidrocarburos, a que se refieren los artículos 40, 49 y 52 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, respectivamente.

No obstante, en vista de que los ingresos petroleros derivados de los contratos son de nueva incorporación para el sistema de coordinación fiscal y están sujetos a un tratamiento constitucionalmente diferenciado (ya que no son contribuciones) la base para determinar los ingresos petroleros participables estará integrada por el monto total de las transferencias que conforme a la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria realice el Fondo Mexicano del Petróleo, y por el impuesto sobre la renta que se genere por los mismos contratos. Por ello, se propone establecer un coeficiente para

que estos ingresos sean participables en un 79.73% y, con ello, se minimice el impacto sobre el monto que se transfiere a las entidades federativas por sus participaciones en los ingresos petroleros.

Adicionalmente, se propone modificar el artículo 2 con el objeto de establecer claramente la distinción entre los ingresos cuya fuente son los derechos y aquellos que provengan de contratos, incluyendo los ingresos excedentes que, en su caso, se generen. Con la propuesta, se mantiene el porcentaje correspondiente a la fuente de dichos ingresos para aquellos ingresos excedentes que se generen por encima del monto presupuestado. En estricto apego al mandato constitucional, estos excedentes solamente podrán integrarse al gasto y en consecuencia a las participaciones en el caso de que se presupuesten ingresos petroleros por debajo del 4.7% del Producto Interno Bruto. En este evento, la disposición total de recursos petroleros, presupuestales y excedentes, estará limitada a un máximo de 4.7% del Producto Interno Bruto.

Dado que los ingresos petroleros ahora estarán conformados no sólo por los ingresos por derechos sobre hidrocarburos, se propone adecuar los artículos 2-A, fracción II, y 4-B de la LCF, para hacerlos compatibles con las disposiciones de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria que se modificarían como parte del paquete de reformas al que se ha hecho referencia, específicamente en relación con el monto de recursos que se destinarán al FEXHI (equivalentes a 0.65% de los ingresos petroleros) y a los municipios colindantes con la frontera o litorales por los que se realice materialmente la salida del país de los hidrocarburos (equivalente a 0.051% de los ingresos petroleros).

Finalmente, se proponen dos modificaciones que están asociadas al cambio en la estructura del sector petrolero. La primera, se modifica la responsabilidad de informar los montos y municipios a que hace referencia la fracción II del artículo 2-A de la LCF de Petróleos Mexicanos a la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en congruencia con el nuevo papel que se le confiere a dicha Comisión dentro del sector. El segundo, está relacionado con la necesidad de ampliar la base de responsables de enterar a la SHCP las cantidades recaudadas por concepto del impuesto especial sobre producción y servicios a que hace referencia el artículo 4-A de la LCF.

Las reformas a la LCF entrarían en vigor el 1 de enero de 2015, en congruencia con las modificaciones a las demás leyes presupuestarias y fiscales que se presentan a esa Asamblea.

Por las razones expuestas, el Ejecutivo Federal a mi cargo, en ejercicio de la facultad que le confiere el artículo 71, fracción I, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, somete a la consideración de esa Soberanía la siguiente iniciativa con proyecto de:

DECRETO POR EL QUE SE EXPIDE LA LEY DE INGRESOS SOBRE HIDROCARBUROS Y SE REFORMAN, ADICIONAN Y DEROGAN DIVERSAS DISPOSICIONES DE LA LEY FEDERAL DE DERECHOS Y LA LEY DE COORDINACIÓN FISCAL

ARTÍCULO PRIMERO. Se expide la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos:

LEY DE INGRESOS SOBRE HIDROCARBUROS

**TÍTULO PRIMERO
DISPOSICIONES GENERALES**

Artículo 1.- La presente Ley es de orden público y tiene por objeto establecer:

- I. El régimen de los ingresos que recibirá el Estado Mexicano derivados de las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos que se realicen a través de las Asignaciones y Contratos a que se refieren el artículo 27, párrafo séptimo, de la Constitución y la Ley de Hidrocarburos, así como las Contraprestaciones que se establecerán en los Contratos;
- II. Las disposiciones sobre la administración y supervisión de los aspectos financieros de los Contratos, y
- III. Las obligaciones en materia de transparencia y rendición de cuentas respecto de los recursos a que se refiere el presente ordenamiento.

Artículo 2.- Sin perjuicio de las demás obligaciones fiscales de los Contratistas y Asignatarios, el Estado Mexicano percibirá ingresos por las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos conforme a lo siguiente:

- I. Por Contrato:
 - a) Las Contraprestaciones establecidas a favor del Estado en cada Contrato de conformidad con esta Ley, y
 - b) El impuesto sobre la renta que causen los Contratistas por las actividades que realicen en virtud del Contrato, y
- II. Por Asignación, los derechos a que se refiere el Título Tercero de esta Ley.

Artículo 3.- Los ingresos a que se refieren las fracciones, I, inciso a), y II del artículo anterior serán recibidos por el Fondo Mexicano del Petróleo, conforme a lo señalado en esta Ley, en cada Contrato y en las demás disposiciones aplicables. Dichos ingresos se exceptúan de las reglas de concentración contenidas en la Ley de Ingresos de la Federación del ejercicio fiscal de que se trate y demás disposiciones jurídicas aplicables.

Artículo 4.- Para los efectos de esta Ley, serán aplicables, en singular o plural, las definiciones contenidas en el Artículo 4o de la Ley de Hidrocarburos, así como las siguientes:

- I. Barril: unidad de medida equivalente a un volumen igual a 158.99 litros a una temperatura de 15.56 grados Celsius;
- II. BTU: unidad térmica británica, representa la cantidad de energía necesaria para elevar la temperatura de una libra de agua (0.4535 kilogramos) un grado Fahrenheit (0.5556 grados centígrados), en condiciones atmosféricas normales;
- III. Comercializador: aquella Persona Moral que contrate la Comisión Nacional de Hidrocarburos, a solicitud del Fondo Mexicano del Petróleo, para que preste a la Nación el servicio de comercialización de Hidrocarburos que reciba el Estado como resultado de un Contrato;
- IV. Condensados: líquidos del Gas Natural constituidos principalmente por pentanos y componentes de Hidrocarburos más pesados;
- V. Contraprestación: aquella que se establezca en cada Contrato a favor del Estado o del Contratista;
- VI. Contrato: Contrato para la Exploración y Extracción;
- VII. Cuota Contractual para la Fase Exploratoria: la Contraprestación que se establece conforme al artículo 23 de esta Ley;
- VIII. Fondo Mexicano del Petróleo: el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo;
- IX. Gas Natural Asociado: Gas Natural disuelto en el Petróleo del yacimiento, bajo las condiciones de presión y de temperatura que prevalecen en él;
- X. Gas Natural No Asociado: Gas Natural que se encuentra en yacimientos que no contienen Petróleo a las condiciones de presión y temperatura originales;

- XI.** Límite de Recuperación de Costos: el resultado de multiplicar el Porcentaje de Recuperación de Costos por el Valor Contractual de los Hidrocarburos;
- XII.** Mecanismo de Ajuste: fórmula que establece la Secretaría en cada Contrato, que a partir de la rentabilidad en cada Periodo del Contratista, aumenta las Contraprestaciones a favor del Estado, mediante la modificación de alguno de los parámetros que determinan las Contraprestaciones del Contrato. La aplicación del Mecanismo de Ajuste tiene el propósito de que el Estado Mexicano capture la rentabilidad extraordinaria que, en su caso, se genere por el Contrato;
- XIII.** Periodo: mes o intervalo de tiempo establecido en cada Contrato para la determinación y el pago de las Contraprestaciones;
- XIV.** Porcentaje de Recuperación de Costos: un porcentaje que establecerá la Secretaría para todos los Contratos que contemplen la recuperación de costos. Este porcentaje determinará la proporción máxima del Valor Contractual de los Hidrocarburos que podrá destinarse en cada Periodo a la recuperación de costos;
- XV.** Precio Contractual de los Condensados: el Precio, en dólares de los Estados Unidos de América por Barril, que se determina cada Periodo en términos de lo dispuesto en el párrafo segundo del artículo 25 de esta Ley, de los Condensados producidos en el Área Contractual, conforme a los mecanismos previstos en cada Contrato;
- XVI.** Precio Contractual del Gas Natural: el Precio, en dólares de los Estados Unidos de América por millón de BTU, que se determina cada Periodo en términos de lo dispuesto en el párrafo segundo del artículo 25 de esta Ley, con base en los precios de mercado del Gas Natural producido en el Área Contractual, conforme a los mecanismos previstos en cada Contrato;
- XVII.** Precio Contractual del Petróleo: el Precio, en dólares de los Estados Unidos de América por Barril, que se determina cada Periodo en términos de lo dispuesto en el párrafo segundo del artículo 25 de esta Ley, con base en los precios de mercado del Petróleo producido en el Área Contractual, conforme a los mecanismos previstos en cada Contrato;
- XVIII.** Producción Contractual: los Hidrocarburos extraídos en el Área Contractual, medidos de conformidad con las disposiciones que emita la Comisión Nacional

de Hidrocarburos, en los puntos de entrega, medición o fiscalización determinados en el Contrato, en el Periodo que corresponda;

- XIX.** Regalía: Contraprestación a favor del Estado Mexicano determinada en función del Valor Contractual del Gas Natural, del Valor Contractual de los Condensados o del Valor Contractual del Petróleo, conforme a lo señalado en el artículo 24 de esta Ley;
- XX.** Secretaría: la Secretaría de Hacienda y Crédito Público;
- XXI.** Utilidad Operativa: el resultado de disminuir al Valor Contractual de los Hidrocarburos los conceptos que se especifican en esta Ley para cada uno de los tipos de Contrato contemplados en la misma, que corresponda en cada Periodo;
- XXII.** Valor Contractual de los Condensados: es el resultado de multiplicar, en el Periodo de que se trate: i) el Precio Contractual de los Condensados por ii) el volumen, medido de conformidad con las disposiciones que, con opinión de la Secretaría, emita la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en Barriles en los puntos de medición, entrega o fiscalización determinados en el Contrato, de los condensados extraídos en el Área Contractual;
- XXIII.** Valor Contractual de los Hidrocarburos: la suma del Valor Contractual del Petróleo, el Valor Contractual del Gas Natural y el Valor Contractual de los Condensados;
- XXIV.** Valor Contractual del Gas Natural: es el resultado de multiplicar, en el Periodo de que se trate: i) el Precio Contractual del Gas Natural por ii) el volumen, medido de conformidad con las disposiciones que, con opinión de la Secretaría, emita la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en millones de BTU en los puntos de medición, entrega o fiscalización determinados en el Contrato, de Gas Natural extraído en el Área Contractual, y
- XXV.** Valor Contractual del Petróleo: es el resultado de multiplicar, en el Periodo de que se trate: i) el Precio Contractual del Petróleo por ii) el volumen, medido de conformidad con las disposiciones que, con opinión de la Secretaría, emita la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en Barriles en los puntos de medición, entrega o fiscalización determinados en el Contrato, de Petróleo extraído en el Área Contractual.

**TÍTULO SEGUNDO
DE LOS INGRESOS POR CONTRATOS**

**CAPÍTULO I
DE LAS CONTRAPRESTACIONES DE LOS CONTRATOS**

Artículo 5.- Las Contraprestaciones que se establezcan en los Contratos se calcularán y entregarán al Estado y a los Contratistas conforme a los mecanismos previstos en cada Contrato, siguiendo las reglas y bases señaladas en la presente Ley.

El pago al Estado Mexicano de las Contraprestaciones que se establezcan en los Contratos no exime a los Contratistas del cumplimiento de las obligaciones en materia tributaria establecidas en la Ley del Impuesto sobre la Renta y demás disposiciones fiscales.

**Sección Primera
De las Contraprestaciones en los Contratos de Licencia**

Artículo 6. Los Contratos de licencia establecerán las siguientes Contraprestaciones:

A. A favor del Estado:

- I.** Un bono a la firma;
- II.** La Cuota Contractual para la Fase Exploratoria;
- III.** Las Regalías, determinadas conforme el artículo 24 de esta Ley, y
- IV.** Una Contraprestación que se determinará en los Contratos considerando la aplicación de una tasa:
 - a)** A la Utilidad Operativa, o
 - b)** Al Valor Contractual de los Hidrocarburos.

B. A favor del Contratista, la transmisión onerosa de los Hidrocarburos una vez extraídos del subsuelo, siempre que, conforme a los términos del Contrato, se cubran las Contraprestaciones señaladas en el apartado A anterior.

Artículo 7.- El bono a la firma a que se refiere la fracción I del apartado A del artículo 6 de esta Ley será determinado por la Secretaría para cada Contrato y su monto, así como sus condiciones de pago, se incluirán en las bases de la licitación para su adjudicación o en los Contratos que sean resultado de una migración. Dicho bono será pagado en efectivo por el Contratista al Estado Mexicano a través del Fondo Mexicano del Petróleo.

Artículo 8.- Las Contraprestaciones señaladas en las fracciones II, III y IV del apartado A del artículo 6 de esta Ley serán pagadas en efectivo por el Contratista al Estado Mexicano, en cada Periodo conforme se establezca en el Contrato.

Artículo 9.- En la migración de áreas bajo Asignación al esquema de Contrato de licencia en términos de la Ley de Hidrocarburos, la Secretaría determinará la tasa y la base aplicable a que se refiere la fracción IV del apartado A del artículo 6 de esta Ley.

Artículo 10.- Con el propósito de permitir al Estado Mexicano capturar la rentabilidad extraordinaria que en su caso se genere por la Extracción de los Hidrocarburos, la tasa a que se refiere la fracción IV del apartado A del artículo 6 de esta Ley será modificada a través del Mecanismo de Ajuste que se incluirá en el Contrato y en las bases de la licitación para su adjudicación o en los Contratos que sean resultado de una migración.

Artículo 11.- Para efectos de lo previsto en el inciso a) de la fracción IV del artículo 6, la Utilidad Operativa en los Contratos de licencia se determinará cada Periodo y será el resultado de disminuir del Valor Contractual de los Hidrocarburos los siguientes conceptos:

- I. El monto de las Regalías efectivamente pagado por el Contratista en el Periodo, y
- II. Los costos y gastos incurridos en el Periodo, así como la parte proporcional de las inversiones, requeridos para la ejecución del Contrato, tomando como referencia los conceptos y porcentajes a que se refiere la Ley del Impuesto sobre la Renta.

Artículo 12.- Para efectos de lo dispuesto en la fracción II del artículo 11 de esta Ley, para la deducción de las inversiones en Exploración, recuperación secundaria y mejorada, el mantenimiento no capitalizable, así como las realizadas para el desarrollo y Extracción de la Producción Contractual y en la infraestructura de Almacenamiento y transporte indispensable para la ejecución del Contrato, como oleoductos, gasoductos, terminales, transporte o tanques de Almacenamiento, en lugar de aplicar los porcentajes de deducción establecidos en los artículos 33 y 34 de la Ley del Impuesto sobre la Renta, se deberán aplicar los porcentajes a que se refiere el artículo 32 de la presente Ley.

La Secretaría podrá incluir límites a las deducciones totales aplicables por Periodo. Aquellas inversiones que, siendo deducibles conforme el primer párrafo de este artículo, rebasen el límite de costos aplicable al Periodo, podrán ser trasladadas a Periodos subsecuentes.

La deducción de las inversiones se podrá realizar a partir del momento en que el Contratista referido realice las erogaciones correspondientes. En ningún caso las deducciones por dichas inversiones rebasarán el 100% de su monto original. Los costos, gastos y las deducciones correspondientes a las inversiones que rebasen al Valor Contractual de los Hidrocarburos disminuido de las Regalías efectivamente pagadas se podrán deducir en los 10 ejercicios inmediatos posteriores a aquel al que correspondan de conformidad con los lineamientos que emita la Secretaría, sin que dicha deducción pueda aplicarse en otro Contrato.

Las empresas productivas del Estado dedicadas exclusivamente a la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, que sean Contratistas en términos de esta Sección, cuando utilicen bienes que hubieran sido deducidos parcial o totalmente en otro Contrato o conforme al Título Tercero de esta Ley, sólo podrán deducir para efectos de este artículo el saldo pendiente por depreciar de los bienes que correspondan a dicho Contrato en términos de los lineamientos que al respecto emita la Secretaría.

Artículo 13.- Para los efectos de la fracción II del artículo 11 de esta Ley, no se podrán deducir los siguientes conceptos:

- I. Los costos financieros;
- II. Los costos en que se incurra por negligencia o fraude del Contratista o de las personas que actúen por cuenta de éste;
- III. Los donativos;
- IV. Los costos y gastos por concepto de servidumbres, derechos de vía, ocupaciones temporales o permanentes, arrendamientos o adquisición de terrenos y cualquier otras figura análoga;
- V. Los costos en que se incurra por servicios de asesoría, excepto aquéllos previstos en los lineamientos que emita la Secretaría;
- VI. Los gastos derivados del incumplimiento de las normas aplicables, incluyendo las de administración de riesgos;

- VII. Los gastos relacionados con la capacitación y programas de entrenamiento que no cumplan con los lineamientos que emita la Secretaría;
- VIII. Los gastos derivados del incumplimiento de las condiciones de garantía, así como las que resulten de la adquisición de bienes que no cuenten con una garantía del fabricante o su representante contra los defectos de fabricación de acuerdo con las prácticas generalmente utilizadas en la industria petrolera;
- IX. Los gastos, costos e inversiones por el uso de tecnologías propias, excepto aquellos que cuenten con un estudio de precios de transferencia en términos de la legislación aplicable;
- X. Los montos registrados como provisiones y reservas de fondos, excepto aquellos para el abandono de las instalaciones conforme se señale en los lineamientos que emita la Secretaría;
- XI. Los costos legales por cualquier arbitraje o disputa que involucre al Contratista;
- XII. Las comisiones pagadas a corredores;
- XIII. Los pagos por concepto de Regalías y Cuotas Contractuales para la Fase Exploratoria, y
- XIV. Los demás que se especifiquen en cada Contrato atendiendo a sus circunstancias o situaciones particulares y los que se establezcan en los lineamientos que para tal efecto emita la Secretaría.

Sección Segunda
De las Contraprestaciones en los Contratos de Utilidad Compartida
y de Producción Compartida

Artículo 14.- Los Contratos de utilidad compartida y de producción compartida establecerán las siguientes Contraprestaciones:

- I. A favor del Estado Mexicano:
 - a) La Cuota Contractual para la Fase Exploratoria;
 - b) Las Regalías determinadas conforme el artículo 24 de esta Ley, y

- c) Una Contraprestación que se determinará por la aplicación de un porcentaje a la Utilidad Operativa, y

II. A favor del Contratista:

- a) La recuperación de los costos, sujeto a lo establecido en el artículo 19, y
- b) Una Contraprestación que será el remanente de la Utilidad Operativa después de cubrir la Contraprestación a favor del Estado señalada en el inciso c) de la fracción I anterior.

Artículo 15.- En los Contratos de utilidad compartida, los Contratistas entregarán la totalidad de la Producción Contractual al Comercializador, el cual entregará los ingresos producto de la comercialización al Fondo Mexicano del Petróleo.

El Fondo Mexicano del Petróleo conservará las Contraprestaciones que correspondan al Estado, y entregará al Contratista las Contraprestaciones que en su caso le correspondan cada Periodo conforme se señale en el Contrato.

Artículo 16.- Conforme a la naturaleza de los Contratos de producción compartida, las Contraprestaciones establecidas en la fracción II del artículo 14 se pagarán al Contratista en especie, con una proporción de la Producción Contractual de Hidrocarburos que sea equivalente al valor de dichas Contraprestaciones. Del mismo modo, se entregarán al Estado las Contraprestaciones establecidas en la fracción I, incisos b) y c) del artículo 14.

El Estado determinará en el Contrato las Contraprestaciones que el Contratista deberá entregar en especie al Comercializador, el cual entregará los ingresos producto de su comercialización al Fondo Mexicano del Petróleo en cada Periodo, conforme se señale en el Contrato.

Artículo 17.- En la migración de áreas bajo Asignación a los esquemas de Contrato de utilidad compartida o de producción compartida, en términos de la Ley de Hidrocarburos, la Secretaría determinará el porcentaje a que se refiere el artículo 14, fracción I, inciso c).

Artículo 18.- Con el propósito de permitir al Estado Mexicano capturar la rentabilidad extraordinaria que en su caso se genere por la Extracción de los Hidrocarburos, el porcentaje a que se refiere el artículo 14, fracción I, inciso c), de esta Ley será modificado a través de un Mecanismo de Ajuste, que se incluirá en las bases de la licitación para la adjudicación del Contrato o en los Contratos que sean resultado de una migración.

Artículo 19.- La Contraprestación correspondiente a la recuperación de costos a que se refiere el artículo 14, fracción II, inciso a), de esta Ley, será el monto equivalente a los costos, gastos e inversiones reconocidos conforme a los lineamientos que para tal efecto emita la Secretaría. En cada Periodo, esta Contraprestación no podrá ser mayor al Límite de Recuperación de Costos.

Los costos, gastos e inversiones reconocidos que no sean pagados en la Contraprestación correspondiente a la recuperación de costos por consecuencia de la aplicación del Límite de Recuperación de Costos en el Periodo de que se trate, se trasladarán para ser incluidos en la Contraprestación correspondiente a la recuperación de costos de Periodos subsecuentes.

Para los efectos de este artículo, no se podrán reconocer ni registrar los conceptos señalados en las fracciones I a XIV del artículo 13 de esta Ley.

Artículo 20.- Cada Periodo, se determinará la Utilidad Operativa derivada del Contrato, disminuyendo al Valor Contractual de los Hidrocarburos en el Periodo, lo siguiente:

- I. El monto de las Regalías generadas en el Periodo, y
- II. La Contraprestación correspondiente a la recuperación de costos determinada de conformidad con el artículo 19 de esta Ley.

Sección Tercera **De las Contraprestaciones en los Contratos de Servicios**

Artículo 21.- En los Contratos de servicios de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, los Contratistas entregarán la totalidad de la Producción Contractual al Estado y las Contraprestaciones a favor del Contratista serán siempre en efectivo y se establecerán en cada Contrato considerando los estándares o usos de la industria.

Lo dispuesto en los artículos 23 y 24 de la presente Ley, no será aplicable a los Contratos de servicios.

Artículo 22.- Las Contraprestaciones a favor del Contratista establecidas en los Contratos de servicios se pagarán por el Fondo Mexicano del Petróleo con los recursos generados por la comercialización de la Producción Contractual que derive de cada Contrato de servicios.

Sección Cuarta
Disposiciones Comunes a las Contraprestaciones

Artículo 23.- Los Contratos preverán el pago mensual a favor del Estado Mexicano de la Cuota Contractual para la Fase Exploratoria, por la parte del Área Contractual que no se encuentre en la fase de producción, de conformidad con las siguientes cuotas:

I. Durante los primeros 60 meses de vigencia del Contrato	\$2,650 pesos por kilómetro cuadrado
II. A partir del mes 61 de vigencia del Contrato y en adelante	\$4,250 pesos por kilómetro cuadrado

Los valores para las cuotas mensuales contempladas en este artículo se actualizarán cada año en el mes de enero, de acuerdo a la variación en el Índice Nacional de Precios al Consumidor en el año inmediato anterior.

Artículo 24.- Los Contratos preverán Contraprestaciones cada Periodo denominadas Regalías, a favor del Estado Mexicano. El monto de las Regalías se determinará para cada tipo de hidrocarburo mediante la aplicación de la tasa correspondiente, determinada de conformidad con las fracciones I a III de este artículo, al Valor Contractual del Petróleo, al Valor Contractual del Gas Natural y al Valor Contractual de los Condensados, de acuerdo a lo siguiente:

I. Al Valor Contractual del Petróleo, se le aplicará la siguiente tasa:

- a) Cuando el Precio Contractual del Petróleo sea inferior a 60 dólares de los Estados Unidos de América por Barril, de 5%, y
- b) Cuando el Precio Contractual del Petróleo sea mayor o igual a 60 dólares de los Estados Unidos de América por Barril:

$$\text{Tasa} = [(0.125 \times \text{Precio Contractual del Petróleo}) - 2.5] \%$$

II. Al Valor Contractual del Gas Natural, se le aplicará la siguiente tasa:

- a) Cuando se trate de Gas Natural Asociado:

$$\text{Tasa} = \frac{\text{Precio Contractual del Gas Natural}}{100}$$

b) Cuando se trate de Gas Natural No Asociado:

- i. Cuando el Precio Contractual del Gas Natural sea menor o igual a 5 dólares de los Estados Unidos de América por millón de BTU, de 0%;
- ii. Cuando el Precio Contractual del Gas Natural sea mayor a 5 y menor a 5.5 dólares de los Estados Unidos de América por millón de BTU:

$$\text{Tasa} = \left[\frac{(\text{Precio Contractual del Gas Natural} - 5) \times 60.5}{\text{Precio Contractual del Gas Natural}} \right] \%$$

- iii. Cuando el Precio Contractual de Gas Natural sea mayor o igual a 5.5 dólares de los Estados Unidos de América por millón de BTU:

$$\text{Tasa} = \frac{\text{Precio Contractual del Gas Natural}}{100}$$

III. Al Valor Contractual de los Condensados se le aplicará la siguiente tasa:

- a)** Cuando el Precio Contractual de los Condensados sea inferior a 60 dólares de los Estados Unidos de América por Barril, de 5%, y
- b)** Cuando el Precio Contractual de los Condensados sea mayor o igual a 60 dólares de los Estados Unidos de América por Barril:

$$\text{Tasa} = [(0.125 \times \text{Precio Contractual de los Condensados}) - 2.5] \%$$

Para la determinación de las tasas para el cálculo de las Regalías contempladas en este artículo se deberán considerar los efectos de las variaciones en el Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos de América o el que lo sustituya. Para ello, la Secretaría se sujetará a los lineamientos que para este propósito emita, los cuales deberán ser publicados en el Diario Oficial de la Federación.

Artículo 25.- Para efectos de lo dispuesto en este Título Segundo, en los Contratos se preverá que cada Periodo se determinará el Valor Contractual de los Hidrocarburos.

Cada Contrato deberá contener los mecanismos para la determinación de los Precios Contractuales del Petróleo, Gas Natural y Condensados, considerando, en su caso, los ajustes que se requieran por calidad, contenido de azufre, grados API, y por costos de comercialización, transporte y logística, entre otros. Estos mecanismos deberán asegurar que, independientemente de que se realicen operaciones con partes relacionadas, los Precios Contractuales del Petróleo, Gas Natural y Condensados reflejen las condiciones de mercado en los puntos de entrega, medición o fiscalización determinados en cada Contrato.

Para el caso de operaciones entre partes relacionadas, se estará a lo dispuesto en el artículo 30 de esta Ley.

CAPÍTULO II DISPOSICIONES APLICABLES A LOS CONTRATOS

Artículo 26.- La Secretaría determinará, previa opinión de la Secretaría de Energía, las condiciones económicas relativas a los términos fiscales contenidos en esta Ley que deberán incluirse en las bases de la licitación para la adjudicación de los Contratos.

La variable de adjudicación de los Contratos será en todos los casos una única variable de naturaleza económica atendiendo siempre a maximizar los ingresos para lograr el mayor beneficio para el desarrollo de largo plazo. Considerando las circunstancias particulares de cada Contrato, la Secretaría podrá establecer el valor mínimo que sea aceptable para el Estado de la variable de adjudicación.

La Secretaría podrá optar por incluir en cualquier Contrato cualquiera de las Contraprestaciones señaladas en esta Ley o una combinación de las mismas.

En la migración de Asignaciones a Contratos, la Secretaría fijará las condiciones económicas relativas a los términos fiscales de los mismos. En caso de que dichos Contratos se modifiquen, la Secretaría determinará las nuevas condiciones económicas relativas a los términos fiscales que deberán incluirse en el convenio modificatorio respectivo.

Artículo 27.- El Comercializador entregará al Fondo Mexicano del Petróleo todos los ingresos derivados de la venta de la Producción Contractual que de acuerdo a cada Contrato corresponda al Estado, una vez descontado el pago por los servicios de aquél, de conformidad con lo establecido en el contrato que formalice con la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en términos del artículo 28 de la Ley de Hidrocarburos.

Artículo 28.- Sin perjuicio de las obligaciones que se establezcan en otras disposiciones jurídicas, los Contratos contendrán, entre otras, las siguientes obligaciones a cargo de los Contratistas:

- I. Fondear sus actividades;
- II. Entregar al Fondo Mexicano del Petróleo las Contraprestaciones a favor del Estado Mexicano, conforme a los términos del Contrato, cuando corresponda;
- III. Para aquellos Contratos que incluyan como Contraprestación la recuperación de costos, gastos e inversiones, observar las reglas y bases que al respecto se incluyan en los Contratos, conforme a los lineamientos que emita la Secretaría;
- IV. Observar las reglas y bases sobre la procura de bienes y servicios para las actividades llevadas a cabo al amparo de los Contratos que se incluyan en cada uno de ellos, conforme a los lineamientos que emita la Secretaría;
- V. Cumplir con los requerimientos de información que las distintas autoridades les soliciten, y
- VI. Pagar los derechos y aprovechamientos que se establezcan por la administración y supervisión de los Contratos o la supervisión y vigilancia de las actividades realizadas al amparo de los mismos, que realicen la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.

Cada Contrato deberá prever expresamente el compromiso del Contratista de pactar con los terceros con los que realice operaciones vinculadas con el objeto del propio Contrato, la obligación de dichos terceros de entregar directamente a la Secretaría, cuando ésta se los solicite, la información sobre sus operaciones con el Contratista por virtud del Contrato.

Artículo 29.- Las Contraprestaciones a favor del Contratista se pagarán una vez que el Contratista obtenga la Producción Contractual, por lo que en tanto no exista Producción Contractual, bajo ninguna circunstancia serán exigibles las Contraprestaciones a favor del Contratista ni se le otorgará anticipo alguno.

Artículo 30.- En los casos en que el Contratista realice operaciones con partes relacionadas, tanto para la venta o comercialización de Hidrocarburos como para la procura de insumos, materiales o servicios, serán aplicables las Guías sobre Precios de Transferencia para las Empresas Multinacionales y las Administraciones Fiscales,

aprobadas por el Consejo de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico en 1995, o aquéllas que las sustituyan, en la medida en que las mismas sean congruentes con las disposiciones de esta Ley, de la Ley del Impuesto Sobre la Renta y de los tratados celebrados por México.

Artículo 31.- Las bases de licitación de los Contratos y los Contratos deberán prever que sólo podrán participar en los procesos de licitación para la adjudicación de cada Contrato, empresas productivas del Estado, Personas Morales o asociaciones en participación, cuyo objeto sea exclusivamente la Exploración y Extracción de Hidrocarburos y actividades conexas, y que no tributen en el régimen fiscal opcional para grupos de sociedades a que se refiere el Capítulo VI del Título Segundo de la Ley del Impuesto sobre la Renta. Dichas personas o asociaciones no podrán ser titulares de más de un Contrato, excepto en los casos en los que el Contratista sea una empresa productiva del Estado, cuyo objeto sea exclusivamente la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

Las empresas productivas del Estado que deseen migrar sus Asignaciones a Contratos, no podrán tributar en el régimen fiscal opcional señalado en el párrafo anterior.

Los Contratos deberán contemplar las penas convencionales y garantías de seriedad y de cumplimiento respaldadas por instrumentos financieros convencionales que se requieran para su operación.

Artículo 32.- Para efectos de la determinación del impuesto sobre la renta, los Contratistas, en lugar de aplicar los porcentajes de deducción establecidos en los artículos 33 y 34 de la Ley del Impuesto sobre la Renta, deberán aplicar los siguientes porcentajes:

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

Cuando el Contratista utilice bienes de las inversiones a que se refiere este artículo que no hubieran sido deducidos en su totalidad conforme al Título Tercero de esta Ley, para efectos de este Título sólo podrán deducir el saldo pendiente por depreciar de los bienes que correspondan a dicho Contrato en términos de los lineamientos que al respecto emita la Secretaría.

Artículo 33.- En los casos en que se pretendan celebrar Contratos diferentes a los señalados en la presente Ley, la Secretaría determinará las Contraprestaciones correspondientes, de entre las previstas en este ordenamiento o una combinación de las mismas, buscando siempre la maximización de los ingresos de la Nación.

Todos los recursos derivados de la comercialización de la Producción Contractual que se obtengan por la ejecución de cualquier tipo de Contrato distinto a los previstos en esta Ley, serán entregados al Fondo Mexicano del Petróleo, que podrá entregar Contraprestaciones al Contratista de conformidad con lo establecido en el Contrato.

Cuando una empresa productiva del Estado que sea Contratista por virtud de la migración de una Asignación pretenda asociarse con terceros para la ejecución de un Contrato, dicha empresa productiva del Estado deberá consultar con antelación a la Secretaría, la cual estará facultada para modificar las condiciones económicas relativas a los términos fiscales del Contrato. En dicha modificación, la Secretaría determinará la variable de adjudicación para la licitación de la asociación o cesión, según corresponda, y fijará las condiciones fiscales mínimas a observar en la licitación que garanticen que los ingresos para el Estado no sean inferiores a los que se hubieran obtenido bajo el Contrato original.

CAPÍTULO III DE LA ADMINISTRACIÓN Y SUPERVISIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS

Artículo 34.- Los Contratos preverán que la administración y supervisión de los aspectos financieros de los mismos, relacionados con las Contraprestaciones y demás elementos previstos en esta Ley, se realizará por la Secretaría, sin perjuicio de las atribuciones que correspondan a la Comisión Nacional de Hidrocarburos en la administración de los Contratos.

La Secretaría y la Comisión Nacional de Hidrocarburos deberán coordinarse para el correcto ejercicio de sus respectivas funciones en la administración y supervisión de los Contratos.

Artículo 35.- La Secretaría realizará las funciones a que se refiere este Título Segundo y las demás que se prevean en las disposiciones aplicables y en los Contratos, conforme a los lineamientos que, en su caso, emita.

En el ejercicio de las funciones señaladas en el párrafo anterior, la Secretaría no será considerada autoridad, por lo que no procederá recurso administrativo o judicial alguno en contra de sus determinaciones, mismas que sólo podrán ser cuestionadas en la forma y términos que se señalen en los Contratos.

Artículo 36.- Los Contratos preverán que la Secretaría tendrá, entre otras, las siguientes funciones:

- I. Determinar las bases y reglas sobre el registro de costos, gastos e inversiones del Contrato, conforme a los lineamientos que emita. Dichas bases y reglas deberán incluirse en el Contrato respectivo;
- II. Determinar las bases y reglas sobre la procura de bienes y servicios para las actividades llevadas a cabo al amparo de cada Contrato, conforme a los lineamientos que emita, mismos que deberán tener como objetivo minimizar los costos, gastos e inversiones, privilegiando para ello el uso de mecanismos que garanticen la mayor transparencia y competencia en los procesos de contratación del Contratista. Dichas bases y reglas sobre la procura de bienes y servicio deberán incluirse en el Contrato respectivo;
- III. Recibir de los Contratistas la información y documentación relacionada con los costos y gastos e inversiones, así como con la deducción de dichas inversiones, requeridos para la ejecución del Contrato, y llevar un registro de dichos conceptos y, en su caso, de su reconocimiento;
- IV. Verificar el correcto pago de las Regalías y Cuotas Contractuales para la Fase Exploratoria, establecidas en el Contrato;
- V. Llevar los registros de información que se requieran para la determinación de las Contraprestaciones establecidas en el Contrato y para realizar las demás funciones a su cargo;
- VI. Instruir al Fondo Mexicano del Petróleo el pago a los Contratistas de las Contraprestaciones que, en su caso y conforme al Contrato, les correspondan;

- VII. Verificar las operaciones y registros contables derivadas del Contrato, incluso mediante la realización de auditorías o visitas a los Contratistas, conforme a los lineamientos que al efecto emita;
- VIII. Solicitar a los Contratistas y a terceros la información que requiera para el correcto ejercicio de sus funciones, conforme a lo establecido en el Contrato;
- IX. Solicitar a la Comisión Nacional de Hidrocarburos apoyo técnico y la realización de visitas de campo o de otro tipo para verificar las actividades e inversiones de los Contratistas, y
- X. Dar aviso a la Comisión Nacional de Hidrocarburos respecto de las irregularidades que detecte en la ejecución del Contrato a efecto de que se hagan valer los derechos que correspondan al Estado conforme al mismo, o se apliquen las penas o sanciones que se prevean en el Contrato. Lo anterior, sin perjuicio de otras acciones legales, judiciales o penales que resulten aplicables.

Artículo 37.- Las funciones que realice la Secretaría en términos de los Contratos o conforme a esta Ley, serán sin perjuicio de las facultades en materia fiscal de las autoridades competentes, en términos de las leyes aplicables.

El registro y reconocimiento de costos, gastos, inversiones e ingresos que se realice conforme a lo dispuesto en los Contratos solamente serán válidos para la determinación de las Contraprestaciones contempladas en los mismos, por lo que su registro, y en su caso, reconocimiento bajo los términos de un Contrato no implicará su aceptación o rechazo para propósito del cumplimiento de las obligaciones fiscales a las que está sujeto el Contratista en términos de la legislación aplicable.

TÍTULO TERCERO DE LOS INGRESOS DERIVADOS DE ASIGNACIONES

CAPÍTULO ÚNICO

Artículo 38.- Los derechos a que se refiere el presente Título serán enterados por el Asignatario al Fondo Mexicano del Petróleo.

Artículo 39.- El Asignatario deberá cumplir ante la autoridad fiscal competente con las demás disposiciones de carácter fiscal relativas al pago de derechos.

Al presentar las declaraciones sobre el pago de derechos a la autoridad fiscal, el Asignatario deberá acompañar los comprobantes de pago emitidos por el Fondo Mexicano del Petróleo.

Artículo 40.- El Asignatario estará obligado al pago anual del derecho ordinario sobre hidrocarburos, aplicando la tasa de 71.5% a la diferencia que resulte entre el valor anual del Petróleo y Gas Natural extraídos en el año y las deducciones permitidas en este artículo, mediante declaración anual que se presentará a más tardar el último día hábil del mes de marzo del siguiente año correspondiente al ejercicio de que se trate.

Para la determinación de la base de este derecho, serán deducibles los siguientes conceptos:

- I. El 100% del monto original de las inversiones realizadas para la Exploración, recuperación secundaria y el mantenimiento no capitalizable, en el ejercicio en el que se efectúen;
- II. El 16.7% del monto original de las inversiones realizadas para el desarrollo y explotación de yacimientos de Petróleo o Gas Natural, en cada ejercicio;
- III. El 5% del monto original de las inversiones realizadas en oleoductos, gasoductos, terminales, transporte o tanques de Almacenamiento, en cada ejercicio;
- IV. Los costos, considerándose para tales efectos las erogaciones necesarias para la explotación de los yacimientos de Petróleo o Gas Natural determinados de conformidad con las Normas de Información Financiera mexicanas, excepto las inversiones a que se refieren las fracciones I, II y III de este artículo. Los únicos gastos que se podrán deducir serán los de Exploración, transportación o entrega de los Hidrocarburos. Los costos y gastos se deducirán cuando hayan sido efectivamente pagados en el periodo al que corresponda el pago;
- V. El derecho extraordinario sobre la exportación de Petróleo efectivamente pagado y la diferencia que efectivamente se pague por concepto del derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización una vez realizado el acreditamiento a que se refiere el último párrafo del artículo 46 de esta Ley. En el caso de que la deducción por estos conceptos sea menor a la determinada en el trimestre inmediato anterior, la diferencia resultante se restará del monto a que ascienda el valor de las demás deducciones que señala este artículo;
- VI. El derecho para la investigación científica y tecnológica en materia de energía a que se refiere el artículo 41 de esta Ley;

VII. El derecho para la fiscalización petrolera a que se refiere el artículo 42 de esta Ley, y

VIII. Un monto adicional de 0.50 dólares de los Estados Unidos de América por cada millar de pie cúbico de Gas Natural No Asociado extraído, adicional al volumen de Extracción que se registre para 2006.

Las deducciones a que se refieren las fracciones II y III de este artículo deberán ser ajustadas conforme a lo establecido en la Ley del Impuesto sobre la Renta.

El monto original de las inversiones a que se refieren las fracciones I a III de este artículo comprenderá, además del precio de las mismas, únicamente los impuestos al comercio exterior efectivamente pagados con motivo de tales inversiones.

La deducción del monto original de las inversiones se podrá iniciar a partir de que se realicen las erogaciones por la adquisición de las mismas o a partir de su utilización. En ningún caso las deducciones por dichas inversiones, antes de realizar el ajuste a que se refiere el tercer párrafo de este artículo, rebasarán el 100% de su monto original.

En ningún caso serán deducibles los intereses de cualquier tipo a cargo del Asignatario, la reserva de exploración, los gastos de venta y los pagos por pensiones que se hagan con cargo a la reserva laboral. En el caso de que la reserva laboral tenga remanentes en el ejercicio, dicho remanente se reducirá de las deducciones realizadas en el mismo ejercicio.

El Asignatario establecerá un registro de los costos y gastos de la Exploración y Extracción por cada campo de Extracción de Petróleo y Gas Natural No Asociado, así como de los tipos específicos de Petróleo que se obtengan, y deberá enviar a la Cámara de Diputados y al Servicio de Administración Tributaria la información periódica que se incorpore en dicho registro, poniendo a disposición de ambos los datos, estudios, reportes, prospectivas y demás fuentes de información en que se sustente la información incorporada al registro, con objeto de que puedan llevarse a cabo los actos de fiscalización que se consideren pertinentes a través de la Auditoría Superior de la Federación y del Servicio de Administración Tributaria.

Los registros a que se refieren el párrafo anterior se realizarán conforme a las disposiciones de carácter general que al efecto emita el Servicio de Administración Tributaria.

El monto de la deducción por concepto de los costos, gastos e inversiones deducibles, relacionados con el Petróleo y gas asociado extraídos, sin considerar los señalados en las

fracciones V, VI y VII del presente artículo, no excederá el valor de 6.50 dólares de los Estados Unidos de América por barril de Petróleo equivalente del volumen total del mismo en el año de que se trate.

El monto de la deducción por concepto de los costos, gastos e inversiones deducibles, relacionados con el Gas Natural No Asociado extraído, sin considerar los señalados en las fracciones V, VI, VII y VIII de este artículo, no excederá el valor de 2.70 dólares de los Estados Unidos de América por cada mil pies cúbicos de Gas Natural No Asociado del volumen total del mismo en el año de que se trate.

Artículo 41.- El Asignatario estará obligado al pago anual del derecho para la investigación científica y tecnológica en materia de energía, aplicando la tasa del 0.65% al valor anual del Petróleo y Gas Natural extraídos en el año. El valor de estos productos se calculará de acuerdo con lo establecido en el artículo 54 de esta Ley.

A cuenta de este derecho se harán pagos provisionales trimestrales que se pagarán a más tardar el último día hábil de los meses de abril, julio y octubre del ejercicio de que se trate y enero del siguiente año.

El pago provisional se calculará aplicando al valor del Petróleo y Gas Natural, extraídos desde el inicio del ejercicio y hasta el último día del trimestre al que corresponda el pago, la tasa de 0.65 por ciento. Al pago provisional así determinado, se le restarán los pagos provisionales efectivamente pagados de este derecho, realizados en los trimestres anteriores correspondientes a dicho ejercicio, siendo la diferencia el pago provisional a enterar.

Se deberá presentar una declaración anual por este derecho a más tardar el último día hábil del mes de marzo del siguiente año del ejercicio de que se trate, en la que se podrán acreditar los pagos provisionales trimestrales efectivamente pagados de este derecho del ejercicio que corresponda.

Artículo 42.- El Asignatario estará obligado al pago anual del derecho para la fiscalización petrolera, aplicando la tasa de 0.003 por ciento al valor anual del Petróleo y Gas Natural extraídos en el año. El valor anual de estos productos se calculará de acuerdo con lo establecido en el artículo 54 de esta Ley.

A cuenta de este derecho se harán pagos provisionales trimestrales que se pagarán a más tardar el último día hábil de los meses de abril, julio y octubre del ejercicio de que se trate y enero del siguiente año.

El pago provisional se calculará aplicando al valor del Petróleo y Gas Natural extraídos desde el inicio del ejercicio y hasta el último día del trimestre al que corresponda el pago, la tasa de 0.003 por ciento. Al pago provisional así determinado, se le restarán los pagos provisionales efectivamente pagados de este derecho, realizados en los trimestres anteriores correspondientes a dicho ejercicio, siendo la diferencia el pago provisional a enterar.

Se deberá presentar una declaración anual por este derecho a más tardar el último día hábil del mes de marzo del siguiente año del ejercicio de que se trate, en la que se podrán acreditar los pagos provisionales trimestrales efectivamente pagados de este derecho del ejercicio que corresponda.

Artículo 43.- El Asignatario estará obligado al pago anual del derecho para regular y supervisar la exploración y extracción de hidrocarburos, aplicando la tasa del 0.03 por ciento al valor anual del Petróleo y Gas Natural extraídos en el año. El valor de estos productos se calculará de acuerdo con lo establecido en el artículo 54 de esta Ley.

A cuenta de este derecho se harán pagos mensuales provisionales, dentro de los siete días hábiles después de terminado el mes de calendario correspondiente.

Se deberá presentar una declaración anual por este derecho, a más tardar el último día hábil del mes de marzo del siguiente año del ejercicio de que se trate, en la que se podrán acreditar los pagos provisionales efectivamente pagados del ejercicio que corresponda.

Artículo 44.- A cuenta del derecho a que se refiere el artículo 40 se harán pagos provisionales mensuales, a más tardar el último día hábil del mes posterior a aquél a que correspondan los pagos provisionales, aplicando la tasa establecida en el primer párrafo del artículo 40 al valor del Petróleo y Gas Natural extraídos en el periodo comprendido desde el inicio del ejercicio y hasta el último día del mes al que corresponda el pago, disminuyéndose de dicho valor los siguientes conceptos:

- I. Los costos, gastos y la parte proporcional de las inversiones correspondientes al mismo periodo, sin que excedan de los montos máximos a que se refiere el artículo 40 de esta Ley;
- II. La parte proporcional del monto deducible de la inversión, que se efectuará en el por ciento que represente el número de meses completos en los que el bien o bienes objeto de la inversión hayan sido utilizados por el Asignatario respecto de doce meses, en la proporción que el número de meses comprendidos desde el inicio del ejercicio y hasta el último día del mes del periodo al que corresponda el pago, representen en el total de meses comprendidos en el año;

- III. El derecho extraordinario sobre la exportación de Petróleo efectivamente pagado, así como la diferencia que efectivamente se pague por concepto del derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización una vez realizado el acreditamiento a que se refiere el séptimo párrafo del artículo 46 de esta Ley, en el periodo de que se trate;
- IV. El derecho para el fondo de investigación científica y tecnológica en materia de energía a que se refiere el artículo 41 de esta Ley;
- V. El derecho para la fiscalización petrolera a que se refiere el artículo 42 del presente ordenamiento, y
- VI. La deducción a que se refiere la fracción VIII del artículo 40 de esta Ley.

Al pago provisional así determinado, se le restarán los pagos provisionales de este derecho efectivamente pagados en los meses anteriores correspondientes al ejercicio de que se trate, siendo la diferencia el pago provisional por enterar.

En la declaración anual por este derecho a que se refiere el primer párrafo del artículo 40 de esta Ley, se podrán acreditar los pagos provisionales mensuales efectivamente pagados de este derecho, correspondientes al ejercicio de que se trate.

Cuando en la declaración de pago provisional o en la declaración anual resulte saldo a favor, el Asignatario podrá compensar dicho saldo a favor contra el derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización o contra el derecho extraordinario sobre la exportación de Petróleo. De subsistir saldo a favor, o en el supuesto de no haber sido compensado contra los mencionados derechos, se podrá compensar contra pagos posteriores del propio derecho o en los términos de la autorización que expida el Servicio de Administración Tributaria. Dicha compensación deberá realizarse conforme a lo previsto en el artículo 17-A del Código Fiscal de la Federación, considerándose el periodo comprendido desde el mes en el que se obtenga el saldo a favor, hasta el mes en el que la compensación se realice.

Artículo 45.- El Asignatario estará obligado al pago anual del derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización, cuando en el año el precio promedio ponderado del barril de Petróleo exportado exceda de 22.00 dólares de los Estados Unidos de América, conforme a la siguiente tabla:

TABLA

Rango de precio promedio ponderado anual del barril de Petróleo mexicano exportado. (dólares de los Estados Unidos de América)	Por ciento a aplicar sobre el valor anual del total de las extracciones de Petróleo 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%

Cuando el precio promedio ponderado anual del barril de Petróleo exportado se ubique dentro de los rangos establecidos en la tabla anterior, se aplicará el por ciento que corresponda al valor anual del Petróleo extraído en el año, incluyendo el consumo que de este producto efectúe el Asignatario. El valor anual de este producto se calculará de acuerdo con lo establecido en el artículo 54 de esta Ley.

A cuenta de este derecho se harán pagos provisionales trimestrales que se pagarán a más tardar el último día hábil de los meses de abril, julio y octubre del ejercicio de que se trate y enero del siguiente año.

El pago provisional se calculará aplicando al valor del Petróleo extraído desde el inicio del ejercicio y hasta el último día del trimestre al que corresponda el pago, el porcentaje que se deba aplicar conforme a la tabla prevista en este artículo, considerando para ello el precio promedio ponderado del barril de Petróleo exportado en el mismo periodo. Al pago provisional así determinado, se le restarán los pagos provisionales efectivamente pagados de este derecho, realizados en los trimestres anteriores correspondientes a dicho ejercicio, siendo la diferencia el pago provisional a enterar.

Se deberá presentar una declaración anual por este derecho a más tardar el último día hábil del mes de marzo del siguiente año del ejercicio de que se trate, en la que se podrán acreditar los pagos provisionales trimestrales efectivamente pagados de este derecho correspondientes al ejercicio de que se trate.

Cuando en la declaración de pago resulte saldo a favor, el Asignatario podrá compensar dicho saldo a favor contra el derecho extraordinario sobre la exportación de Petróleo, o contra el derecho ordinario sobre hidrocarburos. De subsistir saldo a favor, o en el supuesto de no haber sido compensado contra los mencionados derechos, se podrá compensar contra pagos posteriores del propio derecho o en los términos de la autorización que expida el Servicio de Administración Tributaria. Dicha compensación deberá realizarse conforme a lo previsto en el artículo 17-A del Código Fiscal de la Federación, considerándose el periodo comprendido desde el mes en el que se obtenga el saldo a favor, hasta el mes en el que la compensación se realice.

Artículo 46.- El Asignatario estará obligado al pago anual del derecho extraordinario sobre la exportación de Petróleo conforme a lo siguiente:

Cuando en el mercado internacional el precio promedio ponderado anual del barril de Petróleo mexicano exceda del precio considerado en la estimación de los ingresos contenidos en la Ley de Ingresos de la Federación del ejercicio fiscal de que se trate, el derecho se calculará aplicando la tasa de 13.1% sobre el valor que resulte de multiplicar la diferencia que exista entre el precio promedio ponderado anual del barril de Petróleo mexicano y el precio considerado en la estimación de los ingresos contenidos en la Ley de Ingresos de la Federación del ejercicio fiscal de que se trate, por el volumen total de exportación acumulado de Petróleo mexicano en el mismo ejercicio.

A cuenta de este derecho se harán pagos provisionales trimestrales que se pagarán a más tardar el último día hábil de los meses de abril, julio y octubre del ejercicio de que se trate y enero del siguiente año.

El pago provisional se calculará aplicando la tasa de 13.1% al valor que resulte de multiplicar la diferencia que exista entre el precio promedio ponderado acumulado del barril de Petróleo mexicano del periodo de que se trate y el precio de exportación considerado en la estimación de los ingresos contenidos en la Ley de Ingresos de la Federación del ejercicio fiscal de que se trate por el volumen del Petróleo mexicano exportado desde el inicio del ejercicio y hasta el último día del periodo al que corresponda el pago. Al pago provisional así determinado, se le restarán los pagos provisionales efectivamente pagados de este derecho, realizados en los trimestres anteriores correspondientes a dicho ejercicio, siendo la diferencia el pago provisional a enterar.

Se deberá presentar una declaración anual por este derecho a más tardar el último día hábil del mes de marzo del siguiente año del ejercicio de que se trate, en la que se podrán acreditar los pagos provisionales trimestrales efectivamente pagados de este derecho correspondientes al ejercicio de que se trate.

Cuando en la declaración de pago resulte saldo a favor, podrá compensar dicho saldo a favor contra el derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización o contra el derecho ordinario sobre hidrocarburos. De subsistir saldo a favor, o en el supuesto de no haber sido compensado contra los derechos mencionados, se podrá compensar contra pagos posteriores del propio derecho o en los términos de la autorización que expida el Servicio de Administración Tributaria. Dicha compensación deberá realizarse conforme a lo previsto en el artículo 17-A del Código Fiscal de la Federación, considerándose el periodo comprendido desde el mes en el que se obtenga el saldo a favor, hasta el mes en el que la compensación se realice.

El derecho extraordinario sobre la exportación de Petróleo efectivamente pagado se acreditará contra el derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización a que se refiere el artículo 45 de esta Ley.

Artículo 47.- El Asignatario estará obligado al pago anual de los derechos sobre extracción de hidrocarburos, especial sobre hidrocarburos y adicional sobre hidrocarburos, en los términos de los artículos 48, 49 y 52 de esta Ley, respectivamente, por la Extracción de Petróleo y Gas Natural de los campos siguientes:

- I. Como una sola unidad, la totalidad de los campos en el Paleocanal de Chicontepec como se define en el artículo 55 de esta Ley, con excepción de aquéllos que hayan sido expresamente segregados como campos de Extracción de Petróleo y Gas Natural de por lo menos 5 minutos de latitud por 5 minutos de longitud de superficie, mediante declaración de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, previa autorización de la Secretaría;
- II. Los campos en el Paleocanal de Chicontepec que hayan sido segregados conforme a lo establecido en la fracción anterior. En el caso de estos campos, para efectos de lo que se determina en el párrafo segundo del artículo 49 de esta Ley, la producción acumulada de dicho campo se considerará como la producción acumulada a partir del inicio de operaciones, y en ningún caso a partir de que hayan sido segregados;
- III. Los campos en aguas profundas, como se define en el artículo 55 de esta Ley, y
- IV. Los campos marginales a que se refiere el artículo 55 de esta Ley, únicamente respecto de la producción incremental anual que se obtenga una vez alcanzada la producción base anual. A la producción base anual se aplicarán los derechos previstos en los artículos 40 a 46 de esta Ley.

El Asignatario establecerá un registro de los costos y gastos de la Exploración, desarrollo y Extracción por cada uno de los campos a que se refieren las fracciones anteriores, así como de los tipos específicos de Petróleo y Gas Natural que se obtengan y deberá enviar a la Cámara de Diputados y al Servicio de Administración Tributaria la información periódica que se incorpore en dicho registro, poniendo a disposición de ambos los datos, estudios, reportes, prospectivas y demás fuentes de información en que se sustente la información incorporada al registro, con objeto de que puedan llevarse a cabo los actos de fiscalización que se consideren pertinentes a través de la Auditoría Superior de la Federación y del Servicio de Administración Tributaria.

Artículo 48.- Por la Extracción de Petróleo y Gas Natural de cada uno de los campos a los que se refiere el artículo 47 de esta Ley, el Asignatario estará obligado al pago anual del derecho sobre extracción de hidrocarburos.

Para calcular el pago anual del derecho sobre extracción de hidrocarburos a que se refiere este artículo, se aplicará la tasa del 15% al valor anual del Petróleo y Gas Natural extraídos en cada campo, incluyendo el consumo que de estos productos efectúe el Asignatario, así como las mermas por derramas o quema de dichos productos.

El pago del derecho sobre extracción de hidrocarburos se hará mediante declaración anual, por cada campo, que se presentará a más tardar el último día hábil del mes de marzo del año siguiente al ejercicio de que se trate, en la que se podrán acreditar los pagos provisionales mensuales efectivamente pagados de ese derecho correspondientes al ejercicio a que se refiera la declaración anual.

A cuenta del derecho sobre extracción de hidrocarburos se harán pagos provisionales mensuales que se pagarán a más tardar el último día hábil del mes posterior a aquél al que correspondan dichos pagos provisionales.

El pago provisional se calculará aplicando la tasa del 15% al valor del Petróleo y Gas Natural extraídos en el campo de que se trate, desde el inicio del ejercicio y hasta el último día del mes al que corresponda el pago, incluyendo el consumo que de estos productos hubiera realizado el Asignatario. Al pago provisional así determinado, se le restarán los pagos provisionales efectivamente pagados del derecho sobre extracción de hidrocarburos, realizados en los meses anteriores correspondientes a dicho ejercicio y la diferencia será el pago provisional a enterar.

Para la determinación del monto a pagar por el derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización a que se refiere el artículo 45 de esta Ley, así como de sus pagos provisionales, no se considerará el valor del Petróleo y Gas Natural extraídos de los campos a los que se refiere el artículo 47 de esta Ley.

Artículo 49.- Por la Extracción de Petróleo y Gas Natural de cada uno de los campos a los que se refiere el artículo 47 de esta Ley, el Asignatario estará obligado al pago anual del derecho especial sobre hidrocarburos, que se calculará aplicando la tasa del 30%, a la diferencia que resulte entre el valor anual del Petróleo y Gas Natural extraídos en el campo de que se trate, incluyendo el consumo que de estos productos efectúe el Asignatario, así como las mermas por derramas o quema de dichos productos y las deducciones permitidas en este artículo.

Para los efectos del párrafo anterior, cuando la producción acumulada del campo de que se trate sea mayor a 240 millones de barriles de Petróleo equivalente, en lugar de la tasa del 30%, se aplicará la tasa del 36% sobre la diferencia que resulte entre el valor anual del Petróleo y Gas Natural extraídos en el campo de que se trate, incluyendo el consumo que de estos productos efectúe el Asignatario, así como las mermas por derramas o quema de dichos productos y las deducciones permitidas en este artículo.

El pago del derecho especial sobre hidrocarburos se hará mediante declaración anual, por cada campo, que se presentará a más tardar el último día hábil del mes de marzo del año siguiente al ejercicio de que se trate, en la que se podrán acreditar los pagos provisionales mensuales efectivamente pagados de ese derecho correspondientes al ejercicio a que se refiera la declaración anual.

La determinación del derecho especial sobre hidrocarburos, así como de los pagos provisionales a que se refiere el artículo 50 de esta Ley, se hará por cada campo de Extracción de Petróleo y Gas Natural.

Para la determinación de la base del derecho especial sobre hidrocarburos, serán deducibles los siguientes conceptos para cada campo:

- I. El 100% del monto original de las inversiones realizadas para la Exploración. Esta deducción se aplicará a partir del ejercicio en que los Hidrocarburos extraídos del campo de que se trate formen parte de la producción reportada por el Asignatario.

Las inversiones realizadas hasta la fecha del descubrimiento del primer campo productor en el área o permiso de Exploración correspondiente se deducirán en el cálculo del derecho que establece este precepto correspondiente a dicho campo.

Las inversiones que se realicen con posterioridad a la fecha señalada en el párrafo anterior y hasta que tenga lugar el descubrimiento del segundo campo productor se deducirán en el cálculo del derecho que establece este precepto correspondiente a este último campo. En caso de que se descubran más de dos campos productores en

el área o permiso de Exploración de que se trate, se aplicará la mecánica prevista en este párrafo para los campos adicionales.

Si las inversiones en Exploración conducen al descubrimiento simultáneo de más de un campo productor, el monto de deducción aplicable a cada campo será el que resulte de aplicar al monto original de las inversiones el por ciento que representen las Reservas probadas de Petróleo equivalente en el campo productor de que se trate respecto del total de Reservas probadas en los campos productores descubiertos simultáneamente a la fecha en que cualquiera de ellos inicie su producción;

- II. El 100% del monto original de las inversiones realizadas para la recuperación secundaria, la recuperación mejorada, el mantenimiento no capitalizable y las pruebas tecnológicas, en el ejercicio en el que se efectúen;
- III. El 16.7% del monto original de las inversiones realizadas para el desarrollo y explotación de yacimientos de Petróleo o Gas Natural, en cada ejercicio, hasta agotar el monto de la inversión;
- IV. El 5% del monto original de las inversiones realizadas en oleoductos, gasoductos, terminales, transporte o tanques de Almacenamiento, en cada ejercicio, hasta agotar el monto de la inversión;
- V. Los costos y gastos, considerándose como costos las erogaciones necesarias para la explotación de los campos de Extracción de Petróleo y/o Gas Natural determinados de conformidad con las Normas de Información Financiera mexicanas, excepto las inversiones a que se refieren las fracciones I a IV de este artículo y como gastos los de Exploración, transportación o entrega de los Hidrocarburos. Los costos y gastos se deducirán siempre y cuando hayan sido efectivamente pagados en el periodo al que corresponda el pago;
- VI. La parte del derecho para la investigación científica y tecnológica en materia de energía a que se refiere el artículo 41 de esta Ley que corresponda al valor de los Hidrocarburos extraídos en el campo de que se trate;
- VII. La parte del derecho para la fiscalización petrolera a que se refiere el artículo 42 de esta Ley que corresponda al valor de los Hidrocarburos extraídos en el campo de que se trate, y
- VIII. La parte del derecho sobre extracción de hidrocarburos a que se refiere el artículo 49 de esta Ley que corresponda al valor de los Hidrocarburos extraídos en el campo de que se trate.

Las deducciones a que se refieren las fracciones III y IV de este artículo deberán ser ajustadas conforme a lo establecido en la Ley del Impuesto sobre la Renta.

El monto original de las inversiones a que se refieren las fracciones I a IV de este artículo comprenderá, además del precio de las mismas, únicamente los impuestos al comercio exterior efectivamente pagados con motivo de tales inversiones.

La deducción del monto original de las inversiones, con excepción de las indicadas en la fracción I de este artículo, se podrá iniciar a partir de que el Asignatario realice las erogaciones correspondientes o a partir de que utilice los bienes de que se trate. En ningún caso las deducciones por dichas inversiones, antes de realizar el ajuste a que se refiere el sexto párrafo de este artículo, rebasarán el 100% de su monto original.

Cuando las inversiones, costos y gastos a que se refieren las fracciones II a V de este artículo correspondan a bienes, obras o servicios utilizados o que beneficien a dos o más campos ubicados en el Paleocanal de Chicontepec o en aguas profundas, incluso cuando los bienes, obras o servicios beneficien también a cualquier otro campo colindante con dichas zonas, el monto de la deducción aplicable a cada campo será el que resulte de aplicar a los costos, los gastos o el monto original de las inversiones, el por ciento que las Reservas probadas de Petróleo equivalente en el campo de que se trate represente respecto del total de Reservas probadas en todos los campos en los que se utilicen dichos bienes, obras o servicios, a la fecha en que cualquiera de los campos que los utilicen inicie su producción.

Los montos que se deduzcan conforme al presente artículo no podrán deducirse en términos del artículo 40 de esta Ley.

El monto de la deducción por concepto de los costos, gastos e inversiones, relacionados con el Petróleo y Gas Natural extraídos del campo de que se trate, sin considerar los señalados en las fracciones VI a VIII del presente artículo, no podrá ser superior al 60% del valor del Petróleo y Gas Natural extraídos en el año del campo de que se trate ni a 36.8 dólares de los Estados Unidos de América por barril de Petróleo equivalente extraído en el año de que se trate. El monto máximo de deducción a que se refiere este párrafo, se actualizará cada ejercicio empleando para tal efecto el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América.

La parte deducible de los gastos, costos e inversiones que rebase el monto máximo de deducción conforme al párrafo anterior, se podrá deducir en los 15 ejercicios inmediatos posteriores a aquél al que correspondan de conformidad con las disposiciones de carácter general que al efecto emita la Secretaría, sin que dicha deducción pueda aplicarse en la determinación de los derechos relativos a otro campo.

La Secretaría podrá, mediante disposiciones de carácter general, definir los conceptos que formarán parte de las deducciones autorizadas en las fracciones I a V de este artículo.

Para la determinación del monto a pagar por el derecho ordinario sobre hidrocarburos a que se refiere el artículo 40 de esta Ley, así como de los pagos provisionales a que se refiere el artículo 44 de este ordenamiento, no se considerará el valor del Petróleo y Gas Natural extraídos de los campos a que se refiere este artículo.

En ningún caso serán deducibles los intereses de cualquier tipo a cargo del Asignatario, la reserva de exploración, los gastos de venta y los pagos por pensiones que se hagan con cargo a la reserva laboral. En el caso de que la reserva laboral tenga remanentes en el ejercicio, dicho remanente se reducirá de las deducciones realizadas en el mismo ejercicio.

Artículo 50.- A cuenta del derecho a que se refiere el artículo 49 de esta Ley, se harán pagos provisionales mensuales, a más tardar el último día hábil del mes posterior a aquél al que correspondan los pagos.

El monto del pago provisional se calculará aplicando la tasa que corresponda conforme los párrafos primero y segundo del artículo 49 de esta Ley, al valor del Petróleo y Gas Natural extraídos del campo de que se trate, en el periodo comprendido desde el inicio del ejercicio y hasta el último día del mes al que corresponda el pago. De dicho valor se podrá disminuir la parte proporcional de los conceptos deducibles en términos del artículo señalado, correspondiente al periodo de que se trate.

Tratándose de las inversiones sólo podrá aplicarse la parte proporcional del monto deducible de la inversión que corresponda al número de meses completos en los que el bien o bienes objeto de la inversión hayan sido utilizados por el Asignatario respecto de 12 meses, en la proporción que el número de meses comprendidos desde el inicio del ejercicio y hasta el último día del mes del periodo al que corresponda el pago representen en el total de meses comprendidos en el año.

Al pago provisional determinado conforme a los párrafos anteriores, se le restarán los pagos provisionales del derecho especial sobre hidrocarburos efectivamente pagados en los meses anteriores correspondientes al ejercicio de que se trate y la diferencia será el pago provisional a enterar.

En la declaración anual del derecho especial sobre hidrocarburos a que se refiere el artículo 49 de esta Ley, se podrán acreditar los pagos provisionales mensuales

efectivamente pagados por concepto del derecho respectivo, correspondientes al ejercicio de que se trate.

Artículo 51.- Para los efectos de los artículos 40 y 49 de esta Ley los siguientes costos y gastos no son deducibles:

- I. Los costos en que se incurra por negligencia o fraude del Asignatario o de las personas que actúen por cuenta de éste;
- II. Las comisiones pagadas a corredores;
- III. Los costos relacionados con la comercialización o transporte de Petróleo o Gas Natural más allá de los puntos de entrega;
- IV. Las multas o sanciones económicas en que se incurra por el incumplimiento de obligaciones legales o contractuales;
- V. Los gastos relacionados con el empleo de un experto independiente con el propósito de resolver disputas;
- VI. Los donativos;
- VII. Los costos en que se incurra por servicios jurídicos, excepto aquéllos previstos en las disposiciones de carácter general que al efecto emita la Secretaría;
- VIII. Los gastos derivados del incumplimiento de las normas aplicables a la administración de riesgos;
- IX. Los gastos relacionados con la capacitación y programas de entrenamiento que no cumplan con las disposiciones de carácter general que al efecto emita la Secretaría;
- X. Los gastos derivados del incumplimiento de las condiciones de garantía, así como las que resulten de la adquisición de bienes que no cuenten con una garantía del fabricante o su representante contra los defectos de fabricación de acuerdo con las prácticas generalmente utilizadas por la industria petrolera;
- XI. Las disminuciones en el valor de los bienes no usados en la industria petrolera;
- XII. Los impuestos asociados a los trabajadores del Asignatario;

- XIII.** Los montos registrados como provisiones y reservas de los fondos, excepto las que se señalen en las disposiciones de carácter general que al efecto emita la Secretaría;
- XIV.** Los créditos a favor del Asignatario cuyos deudores se encuentren en suspensión de pagos, hasta la conclusión del juicio correspondiente en el que los deudores sean declarados insolventes;
- XV.** Los costos legales por cualquier arbitraje que genere una disputa entre el Asignatario, contratistas o subcontratistas, y
- XVI.** Aquéllos que no sean estrictamente indispensables para las actividades por las que el Asignatario está obligado al pago de los derechos establecidos en los artículos 40 y 49 de esta Ley.

Artículo 52.- Por la Extracción de Petróleo y Gas Natural de los campos a los que se refiere el artículo 47 de esta Ley, el Asignatario estará obligado al pago anual del derecho adicional sobre hidrocarburos cuando el valor promedio acumulado anual del Petróleo equivalente por barril extraído en el campo de que se trate sea mayor a 67.9 dólares de los Estados Unidos de América. Este último monto se actualizará cada ejercicio empleando para tal efecto el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América. Este derecho se calculará aplicando una tasa de 52% al resultado que se obtenga de realizar el siguiente procedimiento:

- I.** Se calculará la diferencia entre el valor promedio acumulado anual del Petróleo equivalente por barril extraído en el campo de que se trate y 67.9 dólares de los Estados Unidos de América. Este último monto se actualizará cada ejercicio empleando para tal efecto el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, y
- II.** El resultado que se obtenga conforme a la fracción anterior se multiplicará por el volumen de Petróleo equivalente extraído en el campo de que se trate en el año, incluyendo el consumo que de este producto efectúe el Asignatario, así como las mermas por derramas o quema de dichos productos.

El pago del derecho adicional sobre hidrocarburos se hará mediante declaración anual, por cada campo, que se presentará a más tardar el último día hábil del mes de marzo del año siguiente al ejercicio de que se trate, en la que se podrán acreditar los pagos provisionales mensuales efectivamente pagados de ese derecho correspondientes al ejercicio a que se refiera la declaración anual.

Cuando en la declaración anual resulte saldo a favor, el Asignatario podrá compensar dicho saldo contra el derecho especial sobre hidrocarburos. Si después de aplicar dicha compensación subsiste un saldo a favor, o en caso de que dicho saldo no hubiere sido compensado contra el derecho mencionado, éste se podrá compensar contra pagos posteriores del propio derecho o en los términos que al efecto autorice el Servicio de Administración Tributaria. Dicha compensación deberá realizarse conforme a lo previsto en el artículo 17-A del Código Fiscal de la Federación, considerándose el periodo comprendido desde el mes en el que se obtenga el saldo a favor, hasta el mes en el que la compensación se realice.

La determinación del derecho adicional sobre hidrocarburos, así como de los pagos provisionales, se hará por cada campo de Extracción de Petróleo y/o Gas Natural.

Artículo 53.- A cuenta del derecho adicional sobre hidrocarburos a que se refiere el artículo 52 de esta Ley, se harán pagos provisionales mensuales que se pagarán a más tardar el último día hábil del mes posterior a aquél al que correspondan los pagos.

El pago provisional se calculará aplicando la tasa establecida en el artículo 52 de esta Ley al resultado que se obtenga de realizar el siguiente procedimiento:

- I. Se calculará la diferencia entre el valor promedio acumulado del Petróleo equivalente por barril extraído en el campo desde el inicio del ejercicio y hasta el último día del mes al que corresponda el pago, incluyendo el consumo que de estos productos hubiera realizado el Asignatario y 67.9 dólares de los Estados Unidos de América. Este último monto se actualizará cada ejercicio empleando para tal efecto el índice de precios al productor de Estados Unidos de América, y
- II. El resultado que se obtenga conforme a la fracción anterior se multiplicará por el volumen de Petróleo equivalente extraído en el campo desde el inicio del ejercicio y hasta el último día del mes al que corresponda el pago, incluyendo el consumo que de este producto efectúe el Asignatario, así como las mermas por derramas o quema de dichos productos.

Al pago provisional determinado conforme al procedimiento anterior, se le restarán los pagos provisionales del derecho adicional sobre hidrocarburos efectivamente pagados, realizados en los meses anteriores correspondientes al ejercicio de que se trate, siendo la diferencia el pago provisional a enterar.

Artículo 54.- Para los efectos de los artículos a que se refiere este Título, se considerará:

- I. Como valor del Petróleo extraído, la suma del valor de cada tipo de Petróleo extraído. El valor de cada tipo de Petróleo extraído se entenderá como el precio promedio de exportación por barril del Petróleo, en el periodo de que se trate, multiplicado por el volumen de barriles de Petróleo extraído en el mismo periodo. En el caso de que algún tipo de Petróleo comercializado dentro del país no haya sido exportado, el precio promedio ponderado se calculará ajustándolo por la calidad del Petróleo de que se trate, de acuerdo con el contenido de azufre y los grados API que contenga. La Secretaría expedirá las reglas de carácter general que definan los métodos de ajuste correspondientes;
- II. Como valor del Gas Natural extraído, el precio promedio que en el periodo que corresponda haya tenido la unidad térmica de Gas Natural enajenado por el propio contribuyente, multiplicado por el volumen de Gas Natural extraído en el mismo periodo por el que esté obligado al pago del derecho, y
- III. Como efectivamente pagado la suma de los montos que el Asignatario aplicó para la extinción de su obligación fiscal disminuidos por los saldos a favor que hayan sido compensados contra otras contribuciones.

Los conceptos definidos en las fracciones anteriores no serán aplicables a los artículos 47, 48, 49, 50, 52 y 53 de esta Ley.

Los derechos se deberán pagar sobre la totalidad del Petróleo y Gas Natural extraídos en el periodo, incluyendo el consumo que de estos productos efectúe el Asignatario, así como las mermas por derramas o quema de dichos productos.

Para los efectos de este Título se entenderá como Gas Natural extraído, la Extracción de la totalidad de Gas Natural menos el Gas Natural utilizado para la producción de Hidrocarburos.

Artículo 55.- Para los efectos de los artículos 47, 48, 49, 50, 52 y 53 de esta Ley se considerará:

- I. Campos en aguas profundas, aquellos campos de Extracción de Petróleo y/o Gas Natural que, en promedio, sus pozos se encuentren ubicados en zonas con un tirante de agua superior a 500 metros;
- II. Campos en el Paleocanal de Chicontepec, aquellos campos de Extracción de Petróleo y/o Gas Natural ubicados en los municipios de Castillo de Teayo, Coatzintla, Coyutla, Chicontepec, Espinal, Ixhuatlán de Madero, Temapache, Papantla, Poza Rica de Hidalgo, Tepetzintla o Tihuatlán, en el Estado de Veracruz de Ignacio de la

Llave, o en los municipios de Francisco Z. Mena, Pantepec o Venustiano Carranza, en el Estado de Puebla, y

- III. Campos marginales, aquellos campos de Extracción de Petróleo o Gas Natural que formen parte del inventario autorizado por la Secretaría, acorde con lo establecido en el artículo 58 de esta Ley.

Artículo 56.- Para los efectos de los artículos 47, 48, 49, 50, 52, 53 y 57 de esta Ley se considerará:

- I. Como valor del Petróleo extraído, la suma del valor de cada tipo de Petróleo extraído en el campo de que se trate. El valor de cada tipo de Petróleo extraído en el campo de que se trate se entenderá como el precio promedio de exportación por barril del Petróleo extraído en el campo de que se trate, en el periodo de que se trate, multiplicado por el volumen de barriles de Petróleo extraído en el campo en el mismo periodo. En el caso de que algún tipo de Petróleo comercializado dentro del país no haya sido exportado, el precio de estos se calculará ajustándolo por la calidad del hidrocarburo de que se trate, de acuerdo con el contenido de azufre y los grados API que contenga. La Secretaría expedirá las reglas de carácter general que definan los métodos de ajuste correspondientes;
- II. Como valor del Gas Natural extraído en el campo, el precio promedio que en el periodo que corresponda haya tenido la unidad térmica de Gas Natural enajenado por el contribuyente, ajustado por la calidad relativa del Gas Natural extraído en el campo de que se trate, multiplicado por el volumen de Gas Natural extraído en dicho campo en el mismo periodo por el que esté obligado al pago del derecho;
- III. Como efectivamente pagado, la suma de los montos que el Asignatario aplicó para la extinción de su obligación fiscal disminuidos por los saldos a favor que hayan sido compensados contra otras contribuciones;
- IV. Como valor anual del Petróleo equivalente por barril extraído en el campo de que se trate, la suma del valor anual del Petróleo extraído y del valor anual del Gas Natural extraído, dividido entre el volumen de Petróleo equivalente extraído en el campo;
- V. Como volumen de Petróleo equivalente extraído en el campo, la suma de:
 - a) El volumen de Petróleo, y

- b) El volumen de Gas Natural que resulte de aplicar el factor de conversión que publica la Comisión Reguladora de Energía para convertir el Gas Natural a barriles de Petróleo equivalente;

VI. Como producción base anual de un campo marginal, la que se obtenga conforme a la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned} \text{si } 0.9 * pce * 10 > \text{reservas } 1P, & \quad \left\{ \begin{array}{l} \text{cuando } t \leq 10, pba_t = 0.9 * pce \\ \text{cuando } t > 10, pba_t = 0 \end{array} \right. \\ \text{si } 0.9 * pce * 10 < \text{reservas } 1P, & \quad pba_t = \text{perfil } 1P_t \end{aligned}$$

Donde:

pba_t: es la producción base anual del campo marginal.

pce: es el volumen de Petróleo equivalente extraído durante los 12 meses inmediatos anteriores al mes en que se presente la propuesta de incorporación a que se refiere al artículo 58 de esta Ley, incluyendo el consumo de dicho producto efectuado por el Asignatario.

reservas 1P: es el monto de reservas probadas (1P) que el Asignatario haya registrado en el ejercicio fiscal inmediato anterior a la incorporación del campo al inventario de campos marginales, en su certificación de reservas ante los mercados reconocidos a que se refiere el artículo 16-C del Código Fiscal de la Federación, en los que participe.

Perfil 1P_t: es el perfil de Extracción de Petróleo equivalente correspondiente a las reservas probadas (1P) que el Asignatario haya registrado en el ejercicio fiscal inmediato anterior a la incorporación del campo al inventario de campos marginales, en su certificación de reservas ante los mercados reconocidos a que se refiere el artículo 16-C del Código Fiscal de la Federación, en los que participe.

t: es el ejercicio fiscal que corresponda de manera que cuando $t=1$, se refiere al ejercicio fiscal en que se incorpora el campo al inventario de campos marginales, y

VII. Como producción incremental anual de un campo marginal, la que se obtenga de la siguiente fórmula:

si $prod_t > pba_t$, $pia_t = prod_t - pba_t$

si $prod_t < pba_t$, $pia_t = 0$

Donde:

pia_t: es la producción incremental del campo marginal en el periodo que corresponda.

pba_t: es la producción base anual del campo marginal.

prod_t: es el volumen efectivamente obtenido de Petróleo equivalente del campo marginal, incluyendo el consumo que de este producto efectúe el Asignatario en el ejercicio fiscal que corresponda.

t: es el ejercicio fiscal que corresponda, de manera que cuando $t=1$, se refiere al ejercicio fiscal en que se incorpora al campo al inventario de campos marginales.

Artículo 57.- La Secretaría autorizará el inventario de campos marginales.

A más tardar el 31 de agosto de cada año, en su caso, el Asignatario presentará a consideración de la Secretaría, previa opinión favorable de la Secretaría de Energía, una propuesta de modificación al inventario de campos marginales que aplicará para el siguiente ejercicio fiscal.

El Asignatario, previa opinión favorable de la Secretaría de Energía, deberá anexar a la propuesta a que se refiere el párrafo anterior, un estudio que contenga para cada campo que proponga incorporar al inventario correspondiente, lo siguiente:

- I. En caso de que el campo no esté activo, una estimación de los costos de Exploración, desarrollo y producción, así como de los montos de las reservas probadas (1P) y probadas y probables (2P) de Petróleo o Gas Natural;
- II. En caso de que el campo propuesto esté activo, una relación de los costos de producción y desarrollo, así como de los montos de las Reservas probadas (1P) y probadas y probables (2P) de Petróleo o Gas Natural;

- III. Una estimación de la rentabilidad esperada de la explotación del campo, en el que se incluya, al menos, un análisis que demuestre que la explotación del campo de que se trate:
- a) Sea económicamente rentable, antes de aplicar lo dispuesto en los artículos 40 a 46 de esta Ley;
 - b) No sea rentable para el Asignatario una vez aplicado lo dispuesto en los artículos 40 a 46 de esta Ley, y
 - c) Sea rentable para el Asignatario en caso de que se aplique el régimen previsto en esta Ley para los campos incluidos en el inventario de campos marginales, y
- IV. El perfil de producción de Hidrocarburos que corresponda a las Reservas probadas (1P), de acuerdo con el proceso de certificación de Reservas de el Asignatario ante los mercados reconocidos a que se refiere al artículo 16-C del Código Fiscal de la Federación, en los que participe.

La Secretaría, habiendo analizado qué campos se deben incluir, mantener o eliminar, a más tardar el 30 de noviembre de cada año autorizará, en su caso, las modificaciones al inventario de campos marginales que aplicará para el siguiente ejercicio fiscal.

El Asignatario deberá notificar a la Secretaría el cierre o abandono de un campo incluido en el inventario de campos marginales a más tardar a los 15 días naturales posteriores al cierre o abandono, a efecto de que la citada Secretaría elimine el campo de que se trate del inventario de campos marginales autorizado para el ejercicio en curso.

Para emitir las opiniones a que se refiere este artículo la Secretaría de Energía solicitará la opinión técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

La Secretaría podrá expedir los criterios generales y lineamientos a los que deberá sujetarse el Asignatario para elaborar los estudios y la propuesta de modificación al inventario de campos marginales a que se refiere este artículo.

Artículo 58.- Para los efectos de este Título, el Asignatario deberá contar con sistemas de medición de volúmenes extraídos de Petróleo y Gas Natural, instalados en cada pozo, campo y punto de transferencia de custodia. La Secretaría de Energía a través de la Comisión Nacional de Hidrocarburos emitirá los lineamientos para la medición de los citados volúmenes.

Artículo 59.- Para los efectos del presente Título, cuando el Asignatario enajene Petróleo o Gas Natural a partes relacionadas, estará obligado a determinar el valor del Petróleo y Gas Natural, considerando para esas operaciones, los precios y montos de contraprestaciones que hubiera utilizado con o entre partes independientes en operaciones comparables, aplicando para ello el método de precio comparable no controlado establecido en el artículo 174, fracción I, de la Ley del Impuesto sobre la Renta.

Tratándose de costos, gastos e inversiones realizados o adquiridos con partes relacionadas, el Asignatario considerará para esas operaciones, los precios y montos de contraprestaciones que hubiera utilizado con o entre partes independientes en operaciones comparables, aplicando para esos efectos lo dispuesto en los artículos 12, 173 y 174 de la Ley del Impuesto sobre la Renta.

Artículo 60.- El Asignatario presentará ante la Secretaría un reporte anual de las inversiones, costos y gastos que, de conformidad con lo establecido en este Título, haya deducido en el ejercicio fiscal de que se trate.

En el reporte a que se refiere este artículo el Asignatario deberá incluir las inversiones, costos y gastos que haya realizado en el ejercicio de que se trate por cada campo de Extracción de Hidrocarburos, así como proyecciones de éstas para los dos ejercicios siguientes al que se reporte y en caso de que las inversiones, gastos y costos en los que haya incurrido en el ejercicio fiscal de que se trate hayan presentado más de un 10% de diferencias respecto de los montos proyectados, deberá incluir la justificación correspondiente.

Junto con el reporte a que se refiere el párrafo anterior, el Asignatario deberá presentar ante la Secretaría la siguiente información:

- I. Una base de datos que contenga los proyectos de explotación de Hidrocarburos en la que se incluyan, por cada campo de Extracción, las Reservas y la producción de Petróleo y/o Gas Natural, además de los conceptos señalados en el segundo párrafo de este artículo;
- II. La metodología utilizada para elaborar las proyecciones de producción de Hidrocarburos, así como de las inversiones, gastos y costos a que se refiere el segundo párrafo de este artículo, y
- III. Las premisas y supuestos empleados en las proyecciones a que se refiere el segundo párrafo de este artículo, entre las que se encuentran, factores de

recuperación, interpretación sísmica, número y técnicas de pozos perforados, así como los criterios para la reclasificación de Reservas.

La Secretaría podrá solicitar la información adicional que considere conveniente en relación con el reporte anual y la información a que se refiere este artículo, así como emitir las disposiciones de carácter general que sean necesarias para regular su presentación.

El reporte anual y la información a que se refiere este artículo deberán entregarse a más tardar el 31 de marzo del ejercicio fiscal siguiente a aquél que se reporte.

Artículo 61.- Para los efectos de este Título, se estará a lo siguiente:

- I. Las declaraciones de los derechos a que se refiere el presente Título, se presentarán mediante los mecanismos electrónicos que establezca el Servicio de Administración Tributaria, y el entero del derecho se realizará mediante transferencia electrónica en el Fondo Mexicano del Petróleo;
- II. A cuenta de los pagos provisionales mensuales a que se refiere el artículo 41 de esta Ley, el Asignatario efectuará los pagos diarios, semanales y mensuales en la forma y términos que se determinen anualmente en la Ley de Ingresos de la Federación del ejercicio fiscal de que se trate y se enterarán ante el Fondo Mexicano del Petróleo. Contra los pagos provisionales mensuales que resulten a cargo del Asignatario, éste podrá acreditar los anticipos efectuados por el mes de que se trate en los términos de esta fracción.

Artículo 62.- Los Asignatarios no considerarán como ingresos acumulables para efectos de la Ley del Impuesto sobre la Renta, los que obtengan por las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos siempre que éstos deriven de una Asignación. Igualmente, los derechos señalados en este Título Tercero que los Asignatarios paguen por la realización de las actividades señaladas mediante Asignación, así como los costos, gastos e inversiones asociados a las actividades realizadas bajo el amparo de una Asignación, no serán deducibles para efectos de la Ley del Impuesto sobre la Renta.

En las operaciones que las empresas productivas del Estado realicen con o entre partes relacionadas y en aquellas que involucren la transferencia de bienes y servicios entre líneas de negocios, se deberán considerar precios y montos de contraprestaciones que hubieran utilizado con o entre partes independientes en operaciones comparables, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 179 y 180 de la Ley del Impuesto sobre la Renta.

Lo dispuesto en el párrafo anterior deberá aplicarse por las empresas productivas del Estado y sus empresas subsidiarias y filiales para evaluar proyectos de inversión, para determinar el valor agregado de sus líneas de negocio y, en los casos en que les corresponda, para determinar los precios al público de los bienes y servicios que comercializan.

TÍTULO CUARTO DE LA TRANSPARENCIA Y FISCALIZACIÓN

Artículo 63.- Sin perjuicio de las obligaciones en materia de transparencia derivadas de las disposiciones aplicables, la Secretaría deberá hacer pública mensualmente por medios electrónicos y mantener actualizada, la siguiente información:

- I. Por cada Contrato y de manera agregada:
 - a) Volumen producido, por tipo de hidrocarburo;
 - b) Ingresos derivados de la comercialización de los Hidrocarburos;
 - c) Monto o cantidad mensual, o conforme al Periodo que se pacte en el Contrato, de las Contraprestaciones pagadas a los Contratistas, desagregadas por tipo o concepto de pago;
 - d) Ingresos percibidos por el Estado por concepto del pago de Cuotas Contractuales para la Fase Exploratoria;
 - e) Ingresos percibidos por el Estado por concepto del pago Regalías;
 - f) Ingresos percibidos por el Estado por las Contraprestaciones previstas en los Contratos distintas a las señaladas en los incisos d) y e) anteriores, desagregadas por tipo de Contraprestación;
 - g) Los precios Contractuales de los Condensados, del Gas Natural y del Petróleo, para cada Periodo;
 - h) Monto de los honorarios fiduciarios cobrados por el Fondo Mexicano del Petróleo;
 - i) Casos en los que se haya aplicado un Mecanismo de Ajuste y el resultado del mismo;

- j) Montos de inversión reportados por los Contratistas, y
 - k) Monto de los gastos cubiertos al Comercializador;
- II. Derivado de lo dispuesto en el Título Tercero, los montos recibidos por concepto de cada uno de los derechos y los montos agregados.
 - III. De manera agregada, los ingresos por concepto de impuesto sobre la renta pagados por los Contratistas y, en su caso, el monto de las devoluciones efectuadas;
 - IV. Los convenios o bases de coordinación que celebre con la Secretaría de Energía, la Comisión Nacional de Hidrocarburos y el Fondo Mexicano del Petróleo, en términos de la presente Ley;
 - V. Los lineamientos que emita conforme a lo dispuesto en esta Ley y en los Contratos;
 - VI. Respecto de cada Contrato, en su caso:
 - a) Los conceptos y los montos correspondientes a los costos, gastos o deducciones considerados improcedentes en términos del Contrato;
 - b) Los resultados definitivos de las auditorías que practique en términos del artículo 36, fracción VII, de esta Ley;
 - c) Los casos en que haya ejercido la función a que se refiere el artículo 36, fracción IX, de esta Ley, así como el reporte obtenido de la Comisión Nacional de Hidrocarburos;
 - d) Los casos en que haya ejercido la función a que se refiere el artículo 36, fracción X, de esta Ley.

Para dar cumplimiento a lo dispuesto en este artículo, la Secretaría se coordinará con el Fondo Mexicano del Petróleo, la Secretaría de Energía y la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Artículo 64.- Los recursos que ingresen al Fondo Mexicano del Petróleo se considerarán federales y quedarán sujetos a las facultades de fiscalización de las autoridades federales, conforme a las disposiciones jurídicas aplicables.

Con el objeto de garantizar que los recursos del Fondo Mexicano del Petróleo se utilicen para los fines autorizados, se deberán establecer procedimientos y mecanismos de control, seguimiento y registro de operaciones claros y transparentes, para que la Secretaría y demás autoridades fiscalizadoras puedan verificarlas periódicamente, conforme a las disposiciones jurídicas aplicables.

Artículo 65.- En el caso de que se identifiquen irregularidades en el manejo de los recursos del Fondo Mexicano del Petróleo, se aplicarán las sanciones señaladas en las disposiciones jurídicas aplicables.

Artículo 66.- La Secretaría incluirá en la Cuenta de la Hacienda Pública Federal y en los Informes trimestrales sobre la situación económica, las finanzas públicas y la deuda pública, los ingresos obtenidos por el Estado Mexicano que deriven de los Contratos y de los derechos a que se refiere la presente Ley.

TÍTULO QUINTO DISPOSICIONES FINALES

Artículo 67.- Las utilidades de los Contratistas y Asignatarios no se repartirán entre sus trabajadores. Lo anterior, sin perjuicio de que conforme a la legislación laboral, puedan otorgar a sus trabajadores cualquier incentivo, compensación, bono, gratificación o comisión por el desempeño de sus labores.

Artículo 68.- Los servidores públicos de la Secretaría contarán, en términos de los lineamientos que ésta emita, con seguros, fianzas o cauciones, que no formarán parte de sus prestaciones, que cubran el monto de la indemnización por los daños que cause su actuación en el ejercicio de sus atribuciones, o bien, seguros para asumir los servicios de defensa y asistencia legal de dichos servidores públicos.

Los esquemas a que se refiere el párrafo anterior se proporcionarán aun cuando las personas indicadas se hayan separado del cargo, siempre que se trate de actos u omisiones realizados en el desempeño de sus funciones

Artículo 69.- La Secretaría ejercerá las funciones a que se refiere esta Ley y las que se establezcan en los Contratos, directamente o a través del Servicio de Administración Tributaria.

Artículo 70.- Para los efectos de esta Ley, así como para la Ley del Impuesto sobre la Renta se considera que se constituye establecimiento permanente cuando un residente en el extranjero realice las actividades a que se refiere la Ley de Hidrocarburos, en

territorio nacional o en la zona económica exclusiva sobre la cual México tenga derecho, en un periodo que sumen en conjunto más de 30 días en cualquier periodo de 12 meses.

Para los efectos del cómputo del periodo a que se refiere el párrafo anterior, se considerarán dentro del mismo las actividades que se realicen por una parte relacionada del residente en el extranjero, siempre que las actividades sean idénticas o similares, o formen parte de un mismo proyecto. Son partes relacionadas las señaladas en el artículo 179 de la Ley del Impuesto sobre la Renta.

El residente en el extranjero que constituya establecimiento permanente en el país, en términos de lo dispuesto en este artículo, pagará el impuesto sobre la renta que se cause de conformidad con la ley de la materia.

Los ingresos por sueldos, salarios y remuneraciones similares que obtengan residentes en el extranjero, que se paguen por residentes en el extranjero sin establecimiento permanente en el país o, que teniéndolo no se relacionen con dicho establecimiento, respecto de un empleo relacionado con las actividades de los contratistas o asignatarios a los que se refiere la Ley de Hidrocarburos, realizado en territorio nacional o en la zona económica exclusiva sobre la cual México tenga derecho, en un plazo que exceda de 30 días en cualquier período de 12 meses, estarán gravados de conformidad con el artículo 154 de la Ley del Impuesto sobre la Renta.

ARTÍCULO SEGUNDO. Se establecen las siguientes disposiciones transitorias de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos:

- I. El Título Tercero de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, y demás disposiciones de la misma relacionadas con dicho Título, entrarán en vigor el 1 de enero de 2015.
- II. Durante el ejercicio fiscal 2014, Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios pagarán los derechos previstos en los artículos 254 a 261 de la Ley Federal de Derechos vigentes en tal ejercicio por las actividades que realicen al amparo de sus Asignaciones. A partir del 1 de enero de 2015, pagarán los derechos previstos en el Título Tercero de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.
- III. Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios podrán solicitar y obtener la migración a Contratos de las Asignaciones que se les adjudiquen en términos del sexto transitorio del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en Materia de Energía, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de diciembre de 2013; de ser el caso, por las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos derivadas de estos Contratos pagarán, durante el ejercicio fiscal

de 2014, derechos conforme a los artículos 254 a 261 de la Ley Federal de Derechos vigentes en dicho ejercicio fiscal. A partir del ejercicio fiscal 2015, Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios cubrirán al Estado, respecto de los Contratos referidos y los demás que sean resultado de migración a partir del ejercicio 2015, los pagos que se determinen en el Contrato conforme al Título Segundo de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

- IV. Todos los pagos que deban realizarse al amparo de una Asignación o Contrato por las actividades realizadas durante el ejercicio fiscal 2014, se enterarán a la Tesorería de la Federación. Para las actividades realizadas a partir del 1 de enero de 2015, los pagos correspondientes deberán entregarse al Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo.
- V. Sin perjuicio de lo dispuesto en las fracciones anteriores, durante el ejercicio fiscal 2014 Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios estarán sujetos al régimen fiscal previsto en la Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2014. A partir del ejercicio fiscal 2015, Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios estarán sujetos a la Ley del Impuesto Sobre la Renta.
- VI. La Cámara de Diputados realizará las provisiones presupuestales necesarias para el cumplimiento de lo dispuesto en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

ARTÍCULO TERCERO. Se DEROGAN el Capítulo XII del Título Segundo que comprende los artículos 254 a 261, así como los artículos 61-D, 267, y el penúltimo párrafo del artículo 268, todos de la Ley Federal de Derechos.

ARTÍCULO CUARTO. Se establecen las siguientes disposiciones transitorias de la Ley Federal de Derechos:

- I. La derogación del Capítulo XII del Título Segundo que comprende los artículos 254 a 261 de la Ley Federal de Derechos, entrará en vigor el 1 de enero de 2015.
- II. Los artículos 61-D, 267, y el penúltimo párrafo del artículo 268, de la Ley Federal de Derechos quedarán derogados a los ciento ochenta días naturales siguientes a la entrada en vigor de la Ley de Hidrocarburos.

En tanto los concesionarios mineros no obtengan los Contratos a que se refiere el séptimo transitorio de la Ley de Hidrocarburos, continuarán pagando los derechos señalados en los preceptos mencionados en el párrafo anterior, sin perjuicio de lo señalado en el último párrafo de la disposición transitoria señalada.

Una vez obtenidos los Contratos, los concesionarios mineros cubrirán las Contraprestaciones que se establezcan en sus respectivos Contratos.

ARTÍCULO QUINTO. Se REFORMAN los artículos 2, fracción I; 2-A, fracción II; 4-A, fracción II, tercer párrafo y 4-B; se ADICIONAN un tercer y cuarto párrafos al artículo 2; y se DEROGA el tercer párrafo del artículo 4-B, todos de la Ley de Coordinación Fiscal, para quedar como sigue:

“Artículo 2o.- ...

La recaudación federal participable será la que obtenga la Federación por todos sus impuestos, así como por los derechos de minería, disminuidos con el total de las devoluciones por dichas contribuciones y excluyendo los conceptos que a continuación se relacionan:

I. El impuesto sobre la renta derivado de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos a que se refiere la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos;

II. a IX. ...

Adicionalmente, la recaudación federal participable estará integrada por el 79.73% de los ingresos petroleros del Gobierno Federal a que se refiere el artículo 2, fracción XXX Bis, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, así como de los ingresos excedentes a que se refiere el tercer párrafo del artículo 93 de la misma ley, excluyendo en ambos casos los ingresos petroleros derivados de asignaciones a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

Asimismo, la recaudación federal participable estará integrada por el 85.31% de la recaudación obtenida por la suma del derecho ordinario sobre hidrocarburos, del derecho especial sobre hidrocarburos y del derecho adicional sobre hidrocarburos, a que se refieren los artículos 40, 49 y 52 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, respectivamente. La Secretaría de Hacienda y Crédito Público efectuará anticipos mensuales a las Entidades Federativas respecto a los ingresos a que se refiere este párrafo, a más tardar el día 17 de cada mes, conforme a lo dispuesto en la Ley de Ingresos de la Federación del ejercicio fiscal de que se trate y los Convenios de Colaboración Administrativa establecidos entre la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y las Entidades Federativas.

...
...

...
...
...
...

Artículo 2-A.- ...

I.- ...

II.- La transferencia del Fondo Mexicano del Petróleo que, en términos del artículo 92 de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, se realice a los municipios colindantes con la frontera o litorales por los que se realice materialmente la salida del país de los hidrocarburos.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos informará mensualmente a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público los montos y municipios a que se refiere el párrafo anterior.

III.- ...

...
...
...
...

Artículo 4o-A.- ...

I. ...

II. ...

...

La Secretaría de Hacienda y Crédito Público enterará a las entidades las cantidades a que se refiere este artículo, dentro del mes siguiente al entero de dichas cantidades por parte de Petróleos Mexicanos, **de los permisionarios para actividades de tratamiento y refinación de petróleo, y por aquéllos que realicen la importación al país de gasolinas y diesel.**

...
...
...

Artículo 4o-B. El Fondo de Extracción de Hidrocarburos estará conformado **por los recursos que le transfiera el Fondo Mexicano del Petróleo, en términos del artículo 91 de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria.**

...

Tercer párrafo (Se deroga)

...

...

...

...”

ARTÍCULO SEXTO. Se establece la siguiente disposición transitoria de la Ley de Coordinación Fiscal:

- I. Las reformas a la Ley de Coordinación Fiscal entrarán en vigor el 1 de enero de 2015.

TRANSITORIOS

Único. El presente decreto entrará en vigor al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.