Los suscritos, senadoras y senadores integrantes del Grupo Parlamentario del Partido de la Revolución Democrática, LXIII Legislatura, con base en el artículo 71, fracción II, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, y con fundamento en los artículos:8, numeral 1;164, numerales 1 y 2; 169, numerales 1 y 4; 172, numerales 1 y 2, del Reglamento del Senado de la República, someto a la consideración de la Asamblea la siguiente **INICIATIVA CON PROYECTO DE DECRETO POR EL QUE SE REFORMAN Y ADICIONAN DIVERSAS DISPOSICIONES DE LA LEY DE INGRESOS SOBRE HIDROCARBUROS, DE LA LEY DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y DE LA LEY DE LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD,**para cambiar el régimen fiscal de Pemexal tenor de la siguiente:

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

Durante el primer semestre de 2015 los resultados operativos y financieros de Pemex[1]fueron en franco deterioro. Destacan los siguientes aspectos:

1. La producción de hidrocarburos cayó -7.6% con respecto al primer semestre de 2014 y se ubicó en 3,321 millones de barriles de petróleo crudo equivalente por día (Mbpced). La producción de crudo disminuyó -8.8% y la de gas natural -1.2%. La producción de petrolíferos también cayó -10.8% y la de petroquímicos -10.7%.
2. A pesar de que la producción de crudo cayó -8.8%, las exportaciones aumentaron 2.5%, provocando que la entrega de producto al Sistema Nacional de Refinación cayera -9.9% y en consecuencia una se tuvo una menor producción de petrolíferos. La capacidad utilizada de destilación primaria bajó del 70.7% en 2014 al 63.4% en 2015.

A su vez, la falta de producción interna provocó un importante incremento de 15.0% en las importaciones de productos petrolíferos.Con ello se demuestra que se da prioridad a las exportaciones por encima de la producción de los combustibles, aunque se deje sin utilizar más de la tercera parte de la capacidad disponible. Esta política equivocada no se puede atribuir a la disminución de los precios de los hidrocarburos, sino que se considera al petróleo como una simple materia prima de exportación y no como una materia prima para la producción de energéticos que satisfagan la demanda interna.

La reforma energética tiene el mismo propósito. El aumento de la producción, en caso de lograrse, se destinará a la exportación y el mercado interno de energéticos se abastecerá con importaciones; es decir, en materia energética, México será cada vez más dependiente del exterior.

3. El volumen de ventas internas de gas seco cayó -8.2%, el de petrolíferos -2.6% y el de petroquímicos -5.8%. Al respecto cabe señalar que la disminución de las ventas internas de gas seco no se debe a una reducción en la demanda sino a que los grandes consumidores, dentro de los que destaca la CFE, importan directamente el gas que utilizan; es decir, se ha desplazado a Pemex como proveedor de este importante hidrocarburo. Hacia el futuro es previsible que este desplazamiento se profundice y en consecuencia se irá relegando a Pemex del mercado de gas.

En el caso de los petrolíferos destaca la caída de -38.9% en las ventas de combustóleo debido a la sustitución de este combustible por gas natural, principalmente en la producción de energía eléctrica. Otros combustibles como las gasolinas automotrices tuvieron pequeños crecimientos (0.5%). La reforma energética prevé la liberalización de estos mercados, por lo que es previsible

[1] Pemex, Reporte de Resultados al 30 de Junio de 2015, disponibles en http://www.pemex.com/ri/finanzas/Paginas/resultados.aspx

que Pemex disminuya su participación y al igual que en el caso del gas natural, tienda a desaparecer como proveedor.Lo mismo puede decirse de los productos petroquímicos. Cada vez más este mercado será atendido por empresas particulares y en mayor medida por importaciones.

Ante este panorama es previsible que Pemex vaya limitando sus actividades a la producción y exportación de petróleo crudo y en menor medida a la producción y venta de gas natural. Eso en el caso de que pueda desarrollar los campos y áreas que le fueron asignados, lo que también está en riesgo por la limitación de recursos para inversión, el régimen fiscal discriminatorio que se le aplica y su falta de competitividad respecto a las empresas privadas.

4. Los resultados financieros son desastrosos. La pérdida neta fue de $185,176 millones, más del doble que en el mismo periodo de 2014. Los ingresos totales cayeron -30.4%. Los costos y gastos de operación cayeron sólo -7.5%. Llama la atención que ante la caída de los volúmenes de operación (producción y ventas), los gastos de operación se hayan incrementado en 10.3%. Así mismo los gastos de distribución, transportación y ventas aumentaron 15.7% y los de administración 7.2%.

Esto pone de manifiesto que la empresa no ha hecho esfuerzo alguno por mejorar su eficiencia operativa y administrativa y que carece de flexibilidad para adecuarse a las condiciones del mercado, lo que es una limitante más para que pueda competir con los privados.

Rubro	Ene-Jun 2014	Ene-Jun 2015	Variación	
			Mill $	%
Ingresos totales	**848,898**	**590,680**	**-258,218**	**-30.4**
Ingresos por ventas	816,004	588,363	-227,641	-27.9
Otros ingresos	32,894	2,317	-30,577	-93.0
Costos y gastos de operación	**496,639**	**459,201**	**-37,438**	**-7.5**
Gastos de operación	52,098	57,477	5,380	10.3
Compra de productos para reventa	187,804	155,118	-32,686	-17.4
Otros	187,805	171,363	-16,442	-8.8
Gastos de distribución, transportación y venta	15,323	17,751	2,428	15.8
Gastos de administración	53,609	57,493	3,883	7.2
Rendimiento de operación	352			
Costo financiero	12,480	86,938	74,458	596.6
Rendimiento antes de impuestos y derechos	**339,779**	**44,541**	**-295,239**	**-86.9**
Impuestos y derechos	428,028	229,717	-198,311	-46.3
Pérdida neta	**-88,249**	**-185,176**	**-96,927**	**109.8**

Fuente: Elaboración propia con datos de Reportes de Resultados de Pemex del primer semestre de 2014 y el primer semestre de 2015

El costo financiero se multiplicó casi por 6 veces, ocasionado por el 41.0% en que aumentó el pago de los intereses de la deuda y mientras en 2014 tuvo rendimientos por los derivados financieros y utilidades cambiarias por $6,451 millones, en 2015 estos conceptos significaron pérdidas por $60,211 millones.

El rendimiento antes de impuestos y derechos cayó -86.9%. Los impuestos y derechos disminuyeron -46.3% por la caída de la producción y los precios de los hidrocarburos, ya que la carga fiscal no se modificó, lo que se demuestra porque mientras en el primer semestre de 2014, Pemex pagó por concepto de impuestos y derechos el 104% del rendimiento de operación, en el mismo periodo de 2015 pagó el 134%.

5. Los ingresos por ventas cayeron -27.9%. Las del mercado interno -23.7% y las de exportaciones -34.9%. La caída de los ingresos por ventas en el mercado interno se explican por los menores volúmenes vendidos y por la reducción de los precios, ocasionada principalmente por la caída de los precios de los hidrocarburos. También influyó, aunque en menor medida, la política de precios de las gasolinas que se venden en la frontera ya que en el resto del país no disminuyeron y se aplicó un pequeño incremento al principio del año.

También hay que destacar el efecto que tuvo el IEPS a las gasolinas y el diésel, que implicó una reducción de cerca de $30 mil millones de pesos de ingresos para Pemex, casi la tercera parte de la disminución total.

6. Pemex es una empresa excesivamente endeudada, lo que representa un riesgo adicional para su subsistencia. La deuda financiera de Pemex aumentó 16.3% respecto a diciembre de 2014 y alcanzó 1 billón 331 mil millones de pesos. Adicionalmente la deuda por beneficios a empleados alcanzó 1 billón 517 mil millones de pesos, 2.9% más que en diciembre de 2014.

Ni la totalidad de sus activos son suficientes para solventar su deuda total ya que esta representa el 134% de los activos y por lo tanto ya perdió su patrimonio y se convirtió en negativo por $998 mil millones. Tan sólo en los primeros seis meses de este año le patrimonio negativo de Pemex aumentó en 22.2%.

Las cifras oficiales muestran que la situación operativa y financiera de Pemex es sumamente preocupante. Las causas de su pésima situación no sólo se pueden atribuir a las condiciones adversas del mercado, sino a la falta de flexibilidad para adecuarse a las condiciones del mercado y a otras causas como un régimen fiscal depredatorio y a políticas de producción y desarrollo equivocadas. La reforma energética lejos de fortalecer a la ahora empresa productiva del Estado, la ha debilitado aún más de lo que ya estaba. Bajo estas condiciones es imposible que pueda competir en un mercado abierto y cada vez se fortalece más la posibilidad de su desaparición.

Aunado a esta la situación financiera y fiscal de Pemex el pasado 19 de agosto se anunció que la Secretaría de Hacienda contrató coberturas petroleras que garantizan un precio de 49 dólares por barril para el presupuesto de 2016, cifra inferior en 36% a los 76.4 dólares que contrató para 2015, con un costo para este año de 40% mayor a lo del año pasado, al ahora alcanzar los 10 mil 467 millones de pesos. Sin embargo Pemex queda fuera del programa de coberturas, tal y como sucedió este año, es decir esta estrategia está diseñada para asegurar los ingresos del gobierno federal contra las reducciones en el precio del petróleo pero no las finanzas de la empresa. Por lo que se prevé que para el próximo año de nuevo se afecte la capacidad de inversión de Pemex y el gobierno dependa aún más de la inversión privada de la reforma energética. Especialistas en la materia, como el director general del Instituto para el Desarrollo Industrial y el Crecimiento Económico señalaron que "las coberturas solo garantizan el flujo financiero en el corto plazo, financieramente no garantiza que se tenga una mejora en la capacidad productiva del sector energético nacional y, por lo tanto, se deben revisar medidas contingentes para garantizar una mayor producción petrolera en el largo plazo". Este mismo especialista coincidió con las voces que hemos señalado que Pemex

tiene que continuar transformando su estructura para aumentar su eficiencia, pero también se debe modificar la carga fiscal de la petrolera mexicana para otorgarle una mayor capacidad de gestión y no disminuir su productividad especialmente en el entorno de precios bajos actual[2].

El nuevo régimen fiscal aplicado en el sistema de Asignaciones es excesivo e inequitativo, además discriminatorio con respecto al que se aplica en el sistema de Contratos diseñado esencialmente para el sector privado. Elrégimen de las Asignaciones es más deficiente cuando los precios de petróleo son bajos como en la actualidad, al punto que ni siquiera se le reconoce a Pemex los costos de producción que la antiguafiscalidad sí le reconocía (6.5 dólares por barril de petróleo crudo y 2.7 dólares por millón de pies cúbicos de gas natural). En los párrafos siguientes se explicanlas causas de esa situación injusta.

El régimen fiscal del sistema de Asignaciones

En abril de 2014, al presentar el paquete de iniciativas a las leyes secundarias en materia energética, el Gobierno Federal fue enfático al señalar que un elemento esencial de su propuesta era dotar a Pemex de un nuevo régimen fiscal. Es decir, la visión era clara: para que Pemex crezca, se modernice y desarrolle su verdadero potencial como empresa del Estado, la relación entre Pemex y el fisco debe cambiar. No podría haber una reforma energética exitosa sin un nuevo régimen fiscal para Pemex. Esta fue la narrativa "oficial" con la que se acompañó la reforma energética.

La iniciativa al régimen fiscal, con las modificaciones a las leyes secundarias, incorporó contenidos que se resumen así:

a) Se mantiene casi igual el régimen de Derechos actual aplicado a las escasas asignaciones que se otorguen a Pemex (Título Tercero LISH).
b) Se establece que a partir de 2015. Pemex deberá tributar conforme a la Ley de Impuestos Sobre la Renta además del Régimen de Derechos al que seguirá estando sujeto (Fracción V del Artículo Segundo Transitorio de la LISH)
c) Se establece una nueva carga fiscal consistente en el pago de un **DIVIDENDO ESTATAL** que estará determinado por el Congreso de la Unión a propuesta de la SHCP (Capítulo VI del proyecto de decreto de Ley de Petróleos Mexicanos)

Hoy, a más de un año de la aprobación de la legislación secundaria que consumó el despojo para México, queda claro que Ejecutivo Federal y quienes aprobaron la reforma mintieron, que su verdadera visión sobre el régimen fiscal de Pemex es no sólo mantener la carga fiscal depredadora que ha venido matando a la empresa sino que le adiciona nuevas cargas fiscales, nuevas contribuciones.En la visión privatizadora una reforma energética exitosa implica un régimen fiscal que ahogue a Pemex con nuevas cargas fiscales, ellos es condición para desaparecerla y sea desplazada por las petroleras privadas.Una cosa se dijo ante los medios de comunicación y otra muy contraria se plantea en las iniciativas aprobadas, que resalta la enorme e irresponsable diferencia entre lo que dice y lo que hace.De esta forma se forzó a Pemex a competir en una condición de completa desigualdad frente a sus pares. No se puede establecer el mismo (o casi el mismo régimen fiscal) que cuando Pemex poseía el monopolio legal sobre los hidrocarburos. Es una competencia a todas luces injusta.

El régimen fiscal anterior de Pemex era rígido, pero el que propuso el Ejecutivo y aprobó una mayoría conformada por el PRI, el PAN y el Partido Verde está peor, es aún más confiscatorio. El régimen que se aplica a los activos de exploración y producción que retuvo Pemex después de la Ronda Ceroconsiste en:

[2] Barboza, César, "Pemex, fuera de la cobertura petrolera", Milenio, 20 de Agosto de 2015.

- Derecho de Exploración.
- Derecho de Extracción de Hidrocarburos.
- Derecho por la Utilidad Compartida.
- Derechos y aprovechamientos por administración y supervisión
- Impuesto por la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos
- Impuesto sobre la renta

Los derechos se pagan al Fondo Mexicano del Petróleo y los impuestos al SAT. Pemex debe cumplir con las obligaciones fiscales de forma separada, por un lado, las que se generen con motivo de las Asignaciones y, por el otro, las que se generen con motivo de los Contratos. Además, la contabilidad debe ser separada por tipo de región e ingreso.

Derecho de Exploración

Es un pago mensual del área de Asignación que no se encuentra en fase de producción: i) durante los primeros 60 meses de vigencia de la Asignación se paga 1,150 pesos por kilómetro cuadrado; ii) a partir del mes 61 de vigencia de la Asignación se paga 2,750 pesos por kilómetro cuadrado. Es igual a la cuota contractual que se aplica mensualmente en los Contratos en la fase exploratoria.

Derecho de Extracción de Hidrocarburos

El pago se calcula como un porcentaje del valor de los hidrocarburos.

- Al valor del petróleo se le aplica una tasa de 7.5% cuando el precio del petróleo crudo es menor a 48 dólares; para precios mayores la tasa es igual a [(0.125 x precio del Petróleo) + 1.5] %
- Al valor del gas natural asociado se le aplica una tasa variable igual al precio del gas dividido entre 100
- Al valor del gas no asociado se le aplican tres tasas: la primera es de 0% si el precio es menor a 5 dólares el MMBtu; la segunda es una tasa variable ((precio- 5) x 60.5))/precio) si el precio se sitúa entre 5 y 5.5 dólares; la tercera es igual al precio dividido entre 100, cuando el precio del gas es mayor a 5.5 dólares.
- Al valor de los condensados se aplica una tasa de 5% cuando el precio de los condensados es menor a 60 dólares, para precios mayores la tasa es igual
  [(0.125 x precio de los condensados) - 2.5] %

Este derecho es igual a las regalías que se aplica en los Contratos en la fase de producción.

Derecho por la Utilidad Compartida

Es un derecho anual que se calcula como un porcentaje del beneficio neto, el cual consiste en los ingresos disminuidos de las deducciones autorizadas. A esa base gravable se aplica una tasa de 70% en 2015 para luego disminuir año con año hasta llegar a 65% en 2019. En lo pagos provisionales mensuales es posible deducir el derecho por exploración de hidrocarburos.

Las deducciones autorizadas son las siguientes:

- El 100% de las inversiones enexploración, recuperación secundaria y mantenimiento no capitalizable
- El 25% de las inversiones en desarrollo y extracción de yacimientos de petróleo o gas natural
- El 10% de las inversiones en infraestructura de almacenamiento y transporte
- Los costos y gastos necesarios para la extracción de petróleo o gas natural, así como los de exploración, transportación y entrega de los hidrocarburos.
- El derecho de extracción de hidrocarburos (regalía)

- Los impuestos al comercio exterior pagados con motivo de las inversiones señaladas.

Lasdeducciones están sujetas a los límites siguientes:

LÍMITE MÁXIMO DE DEDUCCIONES PARA EL CÁLCULO DEL DERECHO PARA LA UTILIDAD COMPARTIDA (Porcentaje sobre el ingreso anual)	
Tierra y aguas someras	12.5% del ingreso por hidrocarburos
Gas Natural No Asociado	80% del ingreso por gas y condensados
Aguas profundas	60% del ingreso por hidrocarburos
Chicontepec	60% del ingreso por hidrocarburos

Las deducciones por inversiones no podrán rebasarán el 100% de su monto original. La parte deducible que rebase el monto máximo de deducción se podrá deducir en los ejercicios inmediatos posteriores a aquél al que correspondan.

Los rubros no deducibles son los mismos que aplican a los Contratos de producción o utilidad compartida, sin embargo, en el caso de las Asignaciones la ley amplía la lista de gastos que no son deducibles lo cual traduce un trato injustificadamente asimétrico entre contratistas y asignatarios:

DEDUCCIONES QUE LA LEY NO PERMITE PARA LAS ASIGNACIONES PERO QUE NO PROHIBE EXPLICITAMENTE PARA LOS CONTRATOS
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
Los costos en que se incurra por servicios jurídicos y de asesoría, excepto aquéllos previstos en las disposiciones de carácter general que al efecto emita la Secretaría
Los impuestos asociados a los trabajadores del Asignatario
Los gastos relacionados con el empleo de un experto independiente con el propósito de resolver disputas
Las multas o sanciones económicas en que se incurra por el incumplimiento de obligaciones legales o contractuales
Las disminuciones en el valor de los bienes no usados en la industria petrolera
Los intereses de cualquier tipo a cargo del Asignatario
La reserva de exploración
Los gastos de venta
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.
Fuente: con base en los artículos 19, 41 y 43 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos

Derechos y aprovechamientos por administración y supervisión

Pemex debe pagar derechos y aprovechamientos por la administración y supervisión de las Asignaciones o por la supervisión y vigilancia de las actividades llevadas a cabo al amparo de dichas Asignaciones, que realicen la CNH y la ASEA.[3/]Este derecho también aplica a los Contratos.

Impuesto por la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos
Se calcula mensualmente y se aplica por cada kilómetro cuadrado que comprenda el área de la Asignación: Durante la fase de exploración e de1,500 pesos por km2 y durante la fase de extracción 6,000 pesos por km2. Este impuesto se aplica también en los Contratos.

Impuesto sobre la renta
Pemex estará obligado al pago del impuesto sobre la renta para lo cual deberán llevar contabilidad separada por tipo de región respecto de los ingresos obtenidos por sus actividades. Para efectos de la determinación de dicho impuesto Pemex no aplica los porcentajes de deducción establecidos en los artículos 33 y 34 de la Ley del Impuesto sobre la Renta, este impuesto también se paga en los Contratos con base en los ingresos y egresos del área del Contrato, sino los siguientes porcentajes:

- El 100% del monto original de las inversiones realizadas para la exploración, recuperación secundaria y el mantenimiento no capitalizable,
- El 25% del monto original de las inversiones realizadas para el desarrollo y extracción de yacimientos de petróleo o gas natural, en cada ejercicio, y
- El 10% del monto original de las inversiones realizadas en infraestructura de almacenamiento y transporte indispensable para la ejecución de las actividades al amparo de la Asignación.

La Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos establece, en su artículo 32, que para efectos de la pérdida fiscal prevista en el artículo 57 de la Ley del Impuesto sobre la Renta, los Contratistas que realicen actividades en las regiones de áreas marinas con tirante de agua superior a quinientos metros, podrán disminuir dicha pérdida ocurrida en un ejercicio de la utilidad fiscal de los quince ejercicios siguientes hasta agotarlo. Esta disposición no se aplica a las Asignaciones, lo cual es un trato inequitativo.

Valor de los hidrocarburos en las Asignaciones

La manera de valuar los hidrocarburos en la Asignaciones difiere del procedimiento utilizado en los contratos,[4/] esa asimetría es injustificable.

En las Asignaciones

- El valor de los hidrocarburos es la suma del valor del petróleo, el gas natural y los condensados extraídos en la **región** de que se trate, en el periodo por el que esté obligado al pago del derecho.
- El valor del petróleo es la suma del valor de cada tipo de petróleo extraído en la región de que se trate. El valor de cada tipo de petróleo se calcula como el precio del petróleo extraído en dicha región multiplicado por el volumen de barriles de petróleo extraído en la región.
- El valor del gas natural es el precio del gas natural multiplicado por el volumen de Gas Natural extraído en la región de que se trate.
- El valor de los condensados es el precio de los condensados extraídos en la región de que se trate, multiplicado por el volumen de barriles de Condensados extraídos en la región;

[3] Artículo 46 LIH
[4] Artículo 48. LIH

- El precio del petróleo es el precio promedio de exportación por barril del petróleo extraído en el periodo de que se trate.[5/]
- El precio del gas natural es el precio promedio que haya tenido la unidad térmica de gas natural enajenado por el contribuyente;
- El precio de los condensados es el precio promedio de los condensados que haya tenido el barril de condensados enajenado por el contribuyente;
- Las regiones son las siguientes:
    - Áreas terrestres;
    - Áreas marinas con tirante de agua inferior a quinientos metros;
    - Gas Natural No Asociado;
    - Áreas marinas con tirante de agua superior a quinientos metros,
    - Paleocanal de Chicontepec.

La Secretaría podrá expedir las reglas de carácter general que definan los métodos de ajuste del Valor de los Hidrocarburos correspondientes.

De esta forma los privados se rigen por los términos que su mismo contrato con el Estado establece (ver L1R1) y en un segundo momento por los términos económicos que Hacienda establece. Por otro lado, PEMEX se rige de acuerdo con la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. Para determinar el valor contractual del barril para privados se usan diferentes elementos, entre ellos la calidad del crudo en términos de densidad y acidez. Los criterios diferenciados dan de nuevo una ventaja a los privados al calcular el precio del barril.

Reporte anual de inversiones, costos y gastos, proyecciones de producción y reservas

El Asignatario debe entregar a la Secretaría de Hacienda un reporte anual de las inversiones, costos y gastos que haya deducido en el ejercicio fiscal de que se trate, por cada campo de extracción de hidrocarburos, así como proyecciones para los dos ejercicios siguientes (artículo 49).Junto con el reporte el Asignatario deberá incluir: i) una base de datos con los proyectos de extracción que incluyan, por cada campo, las reservas y la producción de petróleo, gas natural y condensados; ii) la metodología utilizada para elaborar las proyecciones y iii) las premisas y supuestos empleados en las proyecciones, incluyendo factores de recuperación, interpretación sísmica, número y técnicas de pozos perforados, así como los criterios para la reclasificación de reservas.La Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos no contempla una disposición semejante para los Contratos, lo cual es una discriminación injustificada.

En el reporte sobre las asignaciones correspondiente al periodo enero-abril de 2015, publicado por el Fondo Mexicano del Petróleo, destaca que de los 111,506 mdp de costos, gastos e inversiones que de acuerdo con la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, se permiten deducir, sólo se dedujeron 49,543 mdp, debido a los límites de deducción para cada tipo de hidrocarburo.

[5] En el caso de que algún tipo de petróleo comercializado dentro del país no haya sido exportado, el precio promedio ponderado 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;

RESUMEN DE LA INFORMACIÓN DE LAS ASIGNACIONES PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS. ENERO-ABRIL DE 2015 (MILLONES DE PESOS)		
Valor de los Hidrocarburos	**222,959**	**100.0**
Costos, gasto e inversiones	**111,506**	**50.0**
Costos y gastos deducibles	53,082	23.8
Inversiones deducibles	58,423	26.2
Costos, gastos e inversiones efectivamente deducidos	**49,543**	**22.2**
Derechos recibidos	**136,195**	**61.1**
Derecho de exploración	330	0.1
Derecho de extracción	15,394	6.9
Derecho de utilidad compartida	120,472	54.0
Anticipo de acuerdo a la Ley de Ingresos	102,615	46.0
Correspondiente a la declaración provisional	17,857	8.0
Multas, actualizaciones y recargos	1	0.0
Impuesto sobre la renta	**2,616**	**1.2**
Fuente. Fondo Mexicano del Petróleo		

Por esta restricción, en vez de deducir el 50.0% del valor de los hidrocarburos, Pemex sólo pudo deducir el 22.2%. En contraste, a los contratos privados se les permitirá deducir hasta el 60% de los costos[6], gastos e inversiones, de conformidad con lo establecido en las condiciones fiscales emitidas por la SHCP para la primera convocatoria de la Ronda Uno. En claro detrimento, no sólo de Pemex, sino de la industria de hidrocarburos en general.

Otra diferencia que hace discriminatorio el trato fiscal a Pemex es que a la utilidad compartida, calculada como la diferencia entre el valor de los hidrocarburos y los costos, gastos e inversiones permitidas y acotadas, se aplica una tasa que irá del 70% al 65% en el periodo 2015-2019. A los privados se aplicará la tasa que hayan ofrecido en su propuesta económica.Así por ejemplo, en los contratos adjudicados en la primera convocatoria de la Ronda Uno, los ganadores ofrecieron las tasas de 56 y 69%.

Con los datos publicados por el Fondo Mexicano del Petróleo, consignados en el cuadro anterior se puede hacer el siguiente ejercicio comparativo:

[6] Hasta el 60% para los casos de los contratos de la L1R1 y hasta ahora de la L2R1. Sin embargo, recordemos que los términos económicos publicados por la SHCP establecen un rango de 50 a 70% que se establece de forma individual para cada licitación. Esto quiere decir que, si bien hasta ahora el límite ha sido de 60%, nada podría impedir que, en alguna otra licitación del año, el límite sea hasta del 70%.

COMPARACIÓN ENTRE EL DERECHO POR LA UTILIDAD COMPARTIDA APLICADO A LAS ASIGNACIONES Y LA LOS CONTRATOS (MILLONES DE PESOS)			
	ASIGNACIÓN	**CONTRATO 1**	**CONTRATO 2**
Valor de los Hidrocarburos	**222,959**	**222,959**	**222,959**
Costos, gasto e inversiones	111,506	111,506	111,506
Costos, gastos e inversiones efectivamente deducidos	49,543	111,506	111,506
Utilidad compartida	173,416	111,453	111,453
% de la utilidad compartida para el Estado	65%	56%	69%
Utilidad compartida para el Estado	**112,721**	**62,414**	**76,903**
Fuente. Estimaciones propias conbase en información del Fondo Mexicano del Petróleo			

En el caso de las asignaciones, el Estado se queda con poco más del 50% del valor de los hidrocarburos y en el caso de los contratos entre el 28 y el 34%.

En suma, el régimen fiscal de Pemex aunque es similar al de los Contratos, es más pesado y contiene más obligaciones y restricciones que no se justifican. Esa asimetría justifica modificar la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburoscon los propósitos siguientes:

- Que se elimine la inequidad y la discriminación hacia Pemex. Que sean eliminadas las asimetrías entre Asignaciones y Contratos;que haya piso parejo para todos los operadores públicos y privados;que el régimen fiscal de las Asignaciones sea similar al que se aplica a los Contratos.
- Que se establezca el valor de los hidrocarburos en cada Asignación, tal como se hace en los Contratos. El esquema regionalizado que se utiliza actualmente implica subsidios cruzados: se explotan yacimientos que no son rentable con el nivel de precios actuales, únicamente para obtener producción y cumplir metas volumétricas.
- **Se establece que al definirse los mecanismos de determinación de precios de los hidrocarburos de las asignaciones deberán de ser equivalentes a los precios establecidos para los privados en condiciones similares de mercado o de calidad del tipo de hidrocarburo.**
- Que priven los principios de simplicidad, efectividad, eficiencia y transparencia en la recaudación.
- Que el cambio del régimen fiscal para Pemex cumpla con uno de las promesas de la reforma energética ofrecida por el Gobierno Federal de que la empresa crezca, se modernice y desarrolle su verdadero potencial como empresa del Estado.
- Se elimine el dividendo adicional al régimen fiscal de Pemex que se estableció en la reforma energética para que se aplique a partir de 2016, así como para la otra empresa productiva del Estado, la Comisión Federal de Electricidad.

Con base en las razones, consideraciones y elementos de información y análisis aquí expuestos, se proponela siguiente:

INICIATIVA CON PROYECTO DE DECRETO POR EL QUE SE REFORMAN Y ADICIONAN DIVERSAS DISPOSICIONES DE LA LEY DE INGRESOS SOBRE

HIDROCARBUROS, DE LA LEY DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y DE LA LEY DE LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

ARTÍCULO PRIMERO.Se reforman los artículos48 y 58 y se derogan los artículos 41 segundo párrafo y 42fracción I incisos a) a e) de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos para quedar como sigue:

TITULO TERCERO
DE LOS INGRESOS DERIVADOS DE ASIGNACIONES

CAPÍTULO I.
DEL DERECHO POR LA UTILIDAD COMPARTIDA

Artículo 41. Para efectos del cálculo del derecho por la utilidad compartida, no serán deducibles los conceptos a que se refiere el artículo 43 de esta Ley, así como los intereses de cualquier tipo a cargo del Asignatario, la reserva de exploración, los gastos de venta, los pagos por pensiones que se hagan con cargo a la reserva laboral y cualquier gasto, costo o inversión relacionado con los Contratos. 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.

(Segundo párrafo) **Se deroga**

I. Se deroga

II. Se deroga

III. Se deroga

IV. Se deroga

V. Se deroga

La parte deducible de los gastos, costos e inversiones conforme a las fracciones I a IV del artículo 40 de esta Ley que rebase el monto máximo de deducción conforme al párrafo anterior, se podrá deducir en los 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 otra región conforme la clasificación contenida en la fracción X del artículo 48 de esta Ley.

Artículo 42.A cuenta del derecho a que se refiere el artículo 39 de esta Ley 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 39 al valor de los Hidrocarburos 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. Se deroga

a) Se deroga

b) Se deroga

c) Se deroga

d) Se deroga

e) Se deroga

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, y

II. El derecho por exploración de hidrocarburos y el derecho por extracción de hidrocarburos efectivamente pagados.

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 el derecho a que se refiere el artículo 39 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 los pagos posteriores del propio derecho. 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 se realice la compensación.

CAPÍTULO IV
DE LAS OBLIGACIONES DE LOS ASIGNATARIOS

Artículo 46…

Artículo 48.La Secretaría de Energía, con apoyo de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, establecerá los mecanismos para determinar el punto de medición para cada Asignación. En ese punto se llevará a cabo:

a) la medición de los Hidrocarburos extraídos de conformidad con las disposiciones que al efecto emita la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y

b) **La determinación de los precios de cada tipo de Hidrocarburo.**

Para los efectos de este Título se considerará:

I. Como valor de los Hidrocarburos extraídos, la suma del valor del Petróleo, el valor del Gas Natural y el valor de los Condensados, según corresponda, extraídos **en el área de la Asignación** de que se trate, en el periodo por el que esté obligado al pago del derecho;

II. Como valor del Petróleo, la suma del valor de cada tipo de Petróleo extraído**en el área de la Asignación** de que se trate, en el periodo de que se trate. El valor de cada tipo de petróleo resulta de multiplicar el precio de cada tipo de petróleo en el área de la Asignación por el volumen extraído correspondiente.

III. Como valor del Gas Natural, el precio el Gas Natural **en el área de la Asignación** de que se trate multiplicado por el volumen extraído, en el mismo periodo por el que esté obligado al pago del derecho;

IV. Como valor de los Condensados, el precio de los Condensados **enel área de la Asignación** de que se trate, multiplicado por el volumen **extraído**, en el mismo periodo por el que esté obligado al pago del derecho;

V. Como precio del Petróleo, el precio promedio **que en el periodo que corresponda haya tenido el barril de petróleo extraído en el área de la Asignación enajenado por el contribuyente, el cual deberá de ser equivalente a los precios establecidos para los privados en condiciones similares de mercado o de calidad del tipo de hidrocarburo.**

VI. Como precio del Gas Natural, el precio promedio que en el periodo que corresponda haya tenido la unidad térmica de Gas Natural extraído **en el área de la Asignación** enajenado por el contribuyente;

VII. Como precio de los Condensados, el precio promedio de los Condensados que en el periodo que corresponda haya tenido el barril de Condensados **extraído en el área de la Asignación** enajenado por el contribuyente;

VIII. …

IX. (se deroga)
X. (se deroga)

La Secretaría podrá expedir las reglas de carácter general que definan los métodos de ajuste del Valor de los Hidrocarburos correspondientes.

Artículo 58.- Sin perjuicio de las obligaciones en materia de transparencia derivadas de las disposiciones aplicables, el Fondo Mexicano del Petróleo y la Secretaría deberán hacer pública mensualmente por medios electrónicos y mantener actualizada, en lo que corresponda a sus atribuciones, la siguiente información:

I. Por cada Contrato y de maneradesagregada:

a) Volumen producido, por tipo de Hidrocarburo;

b)Ingresos derivados de la comercialización de los Hidrocarburos que realice el Estado **y el Contratista;**

…

II. **Por cada Asignación y de manera desagregada:**

a) a e)….

…

ARTÍCULO SEGUNDO. Se derogan las fracciones VII y VIII del artículo Segundo Transitorio del Decreto por el que **se expide la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley Federal de Derechos y de la Ley de Coordinación Fiscal y se expide la Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo publicado en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014 para quedar como sigue:**

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

I. a VI. …

VII. **Se deroga**

VIII. **Se deroga**

IX.- …

X.- …

LEY DE PETRÓLEOS MEXICANOS

ARTÍCULO TERCERO. Se reforma el artículo 60 y se derogan el Capítulo VI y los artículos 1 fracción VI, 97, 98 y 99 de la Ley de Petróleos Mexicanos, para quedar como sigue:

Artículo 1.-…

I. a V. …
VI. Se deroga;
VII. y VIII. …

Artículo 60.- Las empresas productivas subsidiarias son empresas productivas del Estado, con personalidad jurídica y patrimonio propio. Se organizarán y funcionarán conforme a lo dispuesto en la presente Ley y las disposiciones que deriven de la misma y se sujetarán a la conducción, dirección y coordinación de Petróleos Mexicanos.

Las empresas productivas subsidiarias se sujetarán a lo dispuesto en los artículos 3, 7, 8 y 9 de esta Ley, tendrán por objeto las actividades que determine el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, en términos del artículo 59, y operarán conforme al régimen especial previsto en esta Ley para Petróleos Mexicanos en materia de presupuesto; deuda; adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras; responsabilidades administrativas; remuneraciones; bienes.

CAPÍTULO VI

DIVIDENDO ESTATAL

(Se deroga)

Artículo 97.- **Se deroga**

Artículo 98Se deroga

Artículo 99.Se deroga

ARTÍCULO CUARTO. Se deroga el artículo Décimo Cuarto Transitorio de la Ley de Petróleos Mexicanos, para quedar como sigue:

Décimo Cuarto.Se deroga

LEY DE LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

ARTÍCULO QUINTO. Se reforma el artículo 58 y se derogan el Capítulo VI y los artículos 1 fracción VI, 99, 100 y 101 de la Ley de Petróleos Mexicanos, para quedar como sigue:

Artículo 1.-…

I. a V. …
VI.Se deroga;
VII. y VIII. …

Artículo 58.-…

Las empresas productivas subsidiarias se sujetarán a lo dispuesto en los artículos 3, 7 y 8 de esta Ley, tendrán por objeto las actividades que determine el Consejo de Administración de la Comisión Federal de Electricidad, sujetándose a lo dispuesto por la Ley de la Industria Eléctrica, y operarán conforme al régimen especial previsto en esta Ley para la Comisión Federal de Electricidad en materia de presupuesto; deuda; adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras; responsabilidades administrativas; remuneraciones**y** bienes.

CAPÍTULO VI

DIVIDENDO ESTATAL

(Se deroga)

Artículo 99.- **Se deroga**

Artículo 100.-Se deroga

Artículo 101.-**Se deroga**

ARTÍCULO CUARTO. Se deroga el artículo Décimo Tercero Transitorio de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, para quedar como sigue:

Décimo Tercero.Se deroga

T R A N S I T O R I O S

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

Senado de la República, 13 de Octubre de 2015

SUSCRIBEN