

Pemex Exploración y Producción
Derecho por la Utilidad Compartida

Auditoría Financiera y de Cumplimiento: 15-6-90T9G-02-0508
 508-DE

Criterios de Selección

Esta auditoría se seleccionó con base en los criterios cuantitativos y cualitativos establecidos en la Normativa para la Fiscalización Superior de la Auditoría Superior de la Federación para la integración del Programa Anual de Auditorías para la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2015 considerando lo dispuesto en el Plan Estratégico de la ASF 2011-2017.

Objetivo

Fiscalizar la gestión financiera para comprobar que el cálculo, entero, registro en la contabilidad y presentación en la Cuenta Pública del derecho, se efectuaron de conformidad con las disposiciones legales y normativas.

Alcance

	INGRESOS
	Miles de Pesos
Universo Seleccionado	351,718,119.1
Muestra Auditada	351,718,119.1
Representatividad de la Muestra	100.0%

El universo seleccionado por 351,718,119.1 miles de pesos correspondió a los pagos del Derecho por la Utilidad Compartida por 351,370,004.3 miles de pesos, y sus accesorios por 348,114.8 miles de pesos. La muestra auditada representó el 100%.

Antecedentes

Con motivo de la Reforma Energética se derogaron los derechos a los hidrocarburos regulados por la Ley Federal de Derechos, los cuales han sido revisados en forma recurrente por la Auditoría Superior de la Federación. Como consecuencia de dicha reforma, se emitió la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014.

Con el acuerdo núm. CA-128/2014, el 18 de noviembre de 2014, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó su primera reorganización corporativa, que incluyó la transformación del organismo subsidiario Pemex Exploración y Producción (PEP) en empresa productiva subsidiaria.

El 1o. de enero de 2015, la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos entró en vigor, la cual establece en su artículo 46 que las asignaciones sólo podrán otorgarse a empresas productivas del Estado cuyo objeto sea exclusivamente la exploración y extracción de hidrocarburos; asimismo, el artículo 39 dispone que los asignatarios pagarán anualmente el Derecho por la Utilidad Compartida (DUC) con la aplicación de una tasa del 65.0% a la diferencia que resulte de disminuir las deducciones permitidas del valor de los hidrocarburos extraídos durante el ejercicio fiscal de que se trate.

Para determinar la base del DUC, se deducirá un porcentaje de las inversiones en la exploración, la recuperación secundaria y el mantenimiento no capitalizable; las inversiones realizadas en cada ejercicio para el desarrollo y extracción de yacimientos de petróleo o gas natural; las inversiones en infraestructura de almacenamiento y transporte para la ejecución de las actividades al amparo de la asignación, como oleoductos, gasoductos, terminales o tanques de almacenamiento, así como los costos y gastos considerando las erogaciones necesarias para la extracción de los yacimientos de petróleo o gas natural y el Derecho de Extracción de Hidrocarburos pagado.

Como asignatario, PEP realizará anticipos mensuales a cuenta del DUC, de conformidad con el artículo 7, fracción I, de la Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal de 2015.

Uno de los principales objetivos de la reforma hacendaria fue reducir la dependencia en el presupuesto de los ingresos petroleros. El nuevo régimen fiscal para Petróleos Mexicanos sería equiparable a los regímenes de las petroleras extranjeras.

La Auditoría Superior de la Federación realizó la fiscalización de los derechos e impuestos siguientes:

DERECHOS E IMPUESTO FISCALIZADOS EN 2015

Auditoría	508-DE	507-DE	506-DE	512-DE
		Derecho		Impuesto
	por la Utilidad Compartida	de Extracción de Hidrocarburos	de Exploración de Hidrocarburos	por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos
Tasa	Art. 39. Establece la tasa de 65.0%. Art. Segundo de las Disposiciones Transitorias de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. Establece que la tasa para el 2015 será de 70.0%.	Variable de acuerdo con los precios de los hidrocarburos (petróleo crudo, gas natural y condensado) registrados en el periodo.	N/A	N/A
Cuota	No se aplica una cuota establecida	No se aplica una cuota establecida	I. Durante los primeros 60 meses de vigencia de la asignación, 1,150 pesos por km ² . II. A partir del mes 61 de vigencia de la asignación, y en adelante 2,750 pesos por km ² .	Art. 55 I.- 1,500 pesos en la fase de exploración. II.- 6,000 pesos en la fase de extracción.
Metodología	DUC = 65% X (valor de hidrocarburos extraídos en el ejercicio fiscal) – (deducciones permitidas en el art. 40 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos).	DEXTH Mensual = Tasa variable X (valor del hidrocarburo de que se trate extraído en el mes).	Se aplica la cuota sobre el Área de Asignación por kilómetros cuadrados que no se encuentre en fase de producción.	Art. 55, párrafo primero. Por cada kilómetro cuadrado que comprenda el Área de Asignación se le aplica la cuota correspondiente a la fase de exploración y/o de extracción.
Periodicidad	Art. 39. Establece un pago anual. Art. 42. Establece pagos provisionales mensuales. Art. 7, fracción I, de la Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal de 2015. Establece pagos mensuales a cuenta de los pagos provisionales mensuales.	Mensual	Mensual	Mensual
Deducciones	Art. 40, fracciones I a IV. Establece los conceptos de las deducciones y el porcentaje de deducción. Art. 41. Establece el monto máximo de la deducción.	N/A	N/A	N/A
Entero	Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo.	Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo.	Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo.	Tesorería de la Federación

En este informe se presenta el resultado de la fiscalización del Derecho por la Utilidad Compartida.

Resultados

1. Integración de los volúmenes de producción por región

En 2015, Pemex Exploración y Producción (PEP) reportó en el Sistema Nacional de Información de Producción (SNIP) 827,393.5 miles de barriles (MB) de petróleo crudo, y 2,336,371,251.9 miles de pies cúbicos (MPC) de gas natural, de los cuales 1,761,397,593.3 MPC correspondieron a gas asociado, y 574,973,658.6 MPC a gas no asociado.

Para calcular los derechos establecidos en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, PEP cuenta con el Sistema de Información de Balance de Hidrocarburos (SIBH), en el que se clasifica la producción de petróleo crudo por tipo de hidrocarburo (ligero, pesado y superligero); en exportable y no exportable; por región fiscal (áreas marinas con tirante de agua inferior a 500 metros, áreas terrestres, Paleocanal de Chicontepec y áreas marinas con tirante de agua superior a 500 metros), y el gas en asociado y no asociado por región y campo. En el caso del Derecho por la Utilidad Compartida (DUC), la distribución se realizó como se detalla a continuación:

Petróleo crudo

A fin de verificar la distribución del petróleo crudo reportado en el SIBH para calcular el DUC, se desagregaron los 827,393.5 MB de la producción de petróleo crudo registrada en el SNIP, como sigue:

PETRÓLEO CRUDO EXPORTABLE Y NO EXPORTABLE POR TIPO DE HIDROCARBURO Y REGIÓN FISCAL

Región	(MB)					
	Exportable			No exportable		Total
	Ligero	Pesado	Superligero	Ligero	Pesado	
Áreas marinas con tirante de agua inferior a 500 metros	209,877.3	385,035.0	47,609.1	2,819.3	0.0	645,340.7
Áreas terrestres	78,818.5	21,104.2	53,326.4	249.1	6,389.9	159,888.1
Paleocanal de Chicontepec	<u>0.0</u>	<u>0.0</u>	<u>0.0</u>	<u>6,796.1</u>	<u>15,368.6</u>	<u>22,164.7</u>
Total	288,695.8	406,139.2	100,935.5	9,864.5	21,758.5	827,393.5

FUENTE: Base de datos del Sistema Nacional de Información de Producción 2015 proporcionada por PEP.

Nota: PEP no reportó producción de petróleo crudo en la región fiscal de "Áreas marinas con tirante de agua superior a 500 metros".

Se comprobó que los volúmenes de producción de petróleo crudo del SNIP coincidieron con los registrados en el SIBH y con la declaración anual del DUC de 2015, en cumplimiento del artículo 48, fracción II, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

Gas natural asociado

A fin de determinar el volumen de gas natural asociado reportado en el SIBH para calcular el DUC, a la producción reportada en el SNIP por 1,761,397,593.3 MPC, se le disminuyeron los volúmenes del dióxido de carbono, nitrógeno e inyectado a yacimientos, reportados en los balances fiscales por campo, como sigue:

GAS NATURAL ASOCIADO POR REGIÓN				
(MPC)				
Región	Áreas marinas con tirante de agua inferior a 500 metros	Áreas terrestres	Paleocanal de Chicontepec	Total
Volumen SNIP	1,209,345,891.9	490,069,453.4	61,982,248.0	1,761,397,593.3
Menos:				
Dióxido de carbono	3,248.5	7,047,493.9	164,046.1	7,214,788.5
Nitrógeno	207,384,032.6	20,771,684.1	1,154.0	228,156,870.7
Inyectado a yacimientos	<u>229,327,828.7</u>	<u>16,336,726.5</u>	<u>0.0</u>	<u>245,664,555.2</u>
Volumen Neto	772,630,782.1	445,913,548.9	61,817,047.9	1,280,361,378.9

FUENTE: Bases de datos del SNIP, SIBH y balances fiscales por campo de enero a diciembre 2015 proporcionadas por PEP.

Se determinaron 1,280,361,378.9 MPC de gas natural asociado, que coincidieron con el volumen reportado por PEP en el SIBH de 2015.

Conviene señalar que al volumen de gas natural asociado de cada campo de extracción se le asignó un factor de poder calorífico¹ para realizar la conversión de MPC a millones de unidades térmicas británicas (MMBTU).

Se comprobó que se asignaron los factores para determinar el poder calorífico a 1,280,228,736.9 MPC, equivalentes a 1,394,855,575.5 MMBTU; sin embargo, no se le designó factor a 132,642.0 MPC de 22 campos de producción, a fin de convertir los MPC a MMBTU para su valoración e inclusión en el cálculo del DUC.

Al respecto, la Subdirección de Distribución y Comercialización informó que debido a que los activos de producción carecen del volumen en unidades térmicas para reportar en los cierres contables, la Gerencia de Operaciones (actual Gerencia de Coordinación de Operación)

¹ Este factor varía mes a mes, debido a las características del hidrocarburo extraído por campo.

propuso un procedimiento provisional consistente en ponderar el poder calorífico del punto de venta o el despacho hacia los campos de cada uno de los activos de producción.

La subdirección citada comunicó que se programó una producción base fiscal en millones de pies cúbicos día (MMpcd), y al convertir de metros cúbicos (m³) a MMpcd se obtuvo un valor de cero, y al multiplicarlo por cualquier valor numérico diferente de cero el resultado fue cero, por lo que no se le asignó poder calorífico a los 22 campos mencionados, los cuales presentaron producción menor a un MMpcd. El área fiscal que genera el pago de derechos no detectó estas inconsistencias.

Asimismo, la subdirección concluyó que se debió considerar un valor de poder calorífico en todos los campos que presentaron producción menor de un pie cúbico por día, por lo cual solicitará al área fiscal que actualice el procedimiento para determinar la carga tributaria del organismo, y considerará el incremento de los decimales para visualizar los valores de producción menores a un MMpcd, y las adecuaciones correspondientes en el SIBH.

Gas natural no asociado

A fin de determinar el volumen de gas natural no asociado reportado en el SIBH para calcular el DUC, la producción reportada en el SNIP por 574,973,658.6 MPC, se clasificó en campos terrestres por 34,020,338.1 MPC y gas natural no asociado y condensados por 540,953,320.5 MPC, los cuales coincidieron con los reportados en el SIBH.

Asimismo, para convertir los pies cúbicos en unidades térmicas, PEP asignó un factor de conversión por campo, por lo cual el volumen para campos terrestres totalizó 35,057,104.1 millones de unidades térmicas británicas (MMBTU), y para gas natural no asociado y condensados, 556,639,013.8 MMBTU, que arrojaron 591,696,117.9 MMBTU, cifras que coincidieron con lo determinado por PEP en el SIBH.

Condensados

En 2015, Pemex Transformación Industrial reportó a PEP 20,548.5 MB de gasolina natural proveniente del gas natural, 5,298.0 MB de gasolina natural derivada de los condensados, y 406.7 MB de condensados del campo Nejo. Estos volúmenes coincidieron con lo reportado por PEP en la declaración anual del DUC de 2015.

Las gasolinas naturales provenientes de condensados y del campo Nejo son extraídas directamente por PEP. Los 20,548.5 MB equivalentes a 94,933,905.3 MMBTU resultaron de procesos realizados por Pemex Transformación Industrial al volumen entregado de gas asociado y no asociado por PEP, por lo cual se disminuyeron de dichos volúmenes para no duplicarlos en la base fiscal.

Al volumen de gas asociado por 1,280,228,736.9 MPC, equivalente a 1,394,855,575.5 MMBTU, se le disminuyeron 66,657,760.6 MMBTU, por lo cual se determinó una producción sin condensados de 1,328,197,814.9 MMBTU, y al volumen del gas natural no asociado por 574,973,685.6 MPC, equivalentes a 591,696,117.9 MMBTU, se le disminuyeron 28,276,145.5 MMBTU, por lo que se determinó una producción sin condensados de 563,419,972.4 MMBTU, que coincide con lo informado en la declaración anual del DUC.

En conclusión, PEP no asignó los factores para determinar poder calorífico a 132,642.0 MPC de gas asociado, a fin de convertir de MPC a MMBTU para su valoración y consideración en el

cálculo del DUC, en incumplimiento del artículo 48, fracción III, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

En el transcurso de la auditoría, la entidad fiscalizada instruyó la actualización del “Procedimiento Institucional para el Cálculo del Derecho por la Utilidad Compartida (DUC)”, en el cual se incluyeron los numerales 25 y 26 relacionados con las actividades de control para verificar si existen campos con producción y sin factor calorífico de gas y convertir de MPC a MMBTU para su valoración en el cálculo del DUC; además, envió el procedimiento a las áreas responsables para su visto bueno y autorización, con lo que se atiende lo observado.

2. Precios promedios ponderados para valorar la producción de petróleo crudo, gas natural y condensados

En el artículo 48, fracciones V, VI y VII, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, se establece como precio del petróleo, el gas natural y los condensados, el precio promedio de exportación por barril de petróleo extraído, de la unidad térmica de gas natural y los condensados en el periodo de que se trate.

Precio promedio ponderado de petróleo crudo

Para valorar la producción de petróleo crudo exportable (Maya-Altamira-Talam, Istmo y Olmeca) se dividieron las ventas en dólares entre los volúmenes en barriles presentados en la base de datos de las ventas de exportación, y se les asignó un tipo de cambio por tipo de crudo, de conformidad con el artículo 56 de la Ley Aduanera, para valorarlo en pesos como sigue:

PRECIO PROMEDIO PONDERADO DE PETRÓLEO CRUDO EXPORTABLE POR TIPO EN 2015
(Miles de dólares y barriles)

Tipo de crudo	Ventas		Dólares por barril	Tipo de cambio pesos	Pesos por barril ^{1/}
	Importe	Volumen			
Pesado (Maya-Altamira-Talam)	12,692,651.1	311,801.5	40.71	15.7384	640.67
Ligero (Istmo)	3,485,459.0	70,812.4	49.22	15.7341	774.45
Superligero (Olmeca)	2,333,584.3	45,352.3	51.45	15.7791	811.91

FUENTE: Base de datos de las ventas de exportación, relación de las ventas de exportación y determinación del precio promedio por mezcla proporcionados por PEP.

1/ Las cifras pueden no coincidir por el redondeo y por considerar las cifras en miles.

Nota: El volumen no coincide con el del cuadro “Petróleo crudo exportable y no exportable por tipo de hidrocarburo y región fiscal” porque corresponde sólo a las ventas y no a la extracción total.

Para valorar la producción de las corrientes no exportables por tipo de crudo (crudos pesados y ligeros), se ajustó el precio promedio ponderado de exportación en dólares por el contenido de azufre y grados API, y se utilizó el mismo tipo de cambio para su conversión en pesos, como sigue:

PRECIO PROMEDIO PONDERADO DE LAS CORRIENTES NO EXPORTABLES POR TIPO DE CRUDO, 2015

Tipo de crudo	Precio promedio ponderado de exportación (dólares por barril)	Ajuste en dólares	Precio ajustado	Tipo de cambio (pesos)	Pesos por barril ²
Pesado (Maya-Altamira-Talam)	40.71	0.34	41.05	15.7384	646.12
Ligero (Istmo)	49.22	(2.80)	46.42	15.7341	730.38

FUENTE: Hoja de trabajo precios 2015 y determinación del precio promedio por mezcla proporcionados por PEP.

Se verificó que los precios promedio ponderados del petróleo crudo de exportación y no exportable determinados por PEP para calcular el valor de la producción fueron correctos.

Con los precios promedio ponderados de exportación y de petróleo crudo no exportable se valoró la producción de petróleo de 827,393.5 miles de barriles (MB) en 586,998,013.3 miles de pesos para calcular el DUC.

Precio promedio ponderado del gas natural asociado y no asociado y condensados

La Gerencia de Precios determinó e informó los precios a la Subgerencia Fiscal de Exploración y Producción. La Gerencia de Precios le disminuyó al precio de gas la parte del precio de los condensados, por lo cual determinó el precio del gas natural asociado y no asociado en 2.97 dólares por MMBTU, y los multiplicó por el tipo de cambio promedio ponderado acumulado de 15.8538 pesos por dólar (publicados en el Diario Oficial de la Federación); obtuvo un precio promedio ponderado acumulado anual de gas natural de 47.09 pesos por MMBTU en 2015, precio que coincidió con el utilizado para calcular el valor del gas natural asociado y no asociado anual. Con el precio promedio ponderado se valoró la producción de gas natural asociado de 1,328,197,814.9 MMBTU en 62,544,835.1 miles de pesos, y del gas natural no asociado de 563,419,972.4 MMBTU en 26,531,446.5 miles de pesos, de conformidad con el artículo 48, fracciones III y VI, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

Pemex Transformación Industrial informó que al multiplicar el precio promedio acumulado de los condensados por 35.95 dólares por barril, por el tipo de cambio promedio ponderado acumulado (publicados en el Diario Oficial de la Federación) de 15.8538 pesos por dólar resultó un precio promedio ponderado acumulado anual de 569.94 pesos por barril, el cual se corroboró que coincidió con el utilizado para calcular el valor del condensado.

Con el precio promedio ponderado del condensado se valoró la producción de 25,846.4 MB en 14,730,912.6 miles de pesos³.

Para determinar el precio de los condensados del campo Nejo se dividió el valor entre el volumen informado por la Gerencia de Estrategias y Comercialización de Hidrocarburos; el

² Las cifras pueden no coincidir por el redondeo y por considerar las cifras en miles.

³ Las cifras pueden no coincidir por el redondeo y por considerar las cifras en miles.

precio determinado coincidió con el publicado en el “Catálogo de precios y tarifas interorganismos”. Al 31 de diciembre de 2015 el precio acumulado fue de 540.6 pesos por barril, el cual se corroboró que coincidió con el presentado en la declaración anual del DUC.

Con el precio promedio ponderado del condensado proveniente del campo Nejo, se valoró la producción de 406.7 MB en 219,862.8 miles de pesos³.

En conclusión, los volúmenes valorados del petróleo crudo, gas natural asociado y no asociado, así como de los condensados, coincidieron con los presentados en las declaraciones del DUC de 2015.

3. Costos, gastos e inversiones deducibles para la determinación de la base gravable del Derecho por la Utilidad Compartida (DUC)

En los artículos 40, fracciones I a IV, y 42, fracción I, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, se establecen las deducciones permitidas para determinar la base del DUC y el monto máximo de deducción.

De acuerdo con las bases de datos proporcionadas por la Gerencia de Contabilidad Exploración y Producción de Petróleos Mexicanos (PEMEX), las deducciones calculadas para determinar el DUC se conformaron por región, como sigue:

COSTOS, GASTOS E INVERSIONES POR REGIÓN EN 2015
(Miles de pesos)

Región	Inversiones				Costos y gastos Fracción IV ^{4/}	Total
	Fracción I ^{1/}	Fracción II ^{2/}	Fracción III ^{3/}	Subtotal		
Áreas terrestres	2,995,472.6	37,951,060.4	1,199,945.2	42,146,478.2	28,458,328.5	70,604,806.7
Áreas marinas con tirante de agua inferior a 500 metros	13,428,561.4	79,240,954.3	5,348,491.6	98,018,007.3	71,994,866.5	170,012,873.8
Gas natural no asociado y condensados	1,080,277.1	18,421,532.8	923,746.8	20,425,556.7	11,166,571.2	31,592,127.9
Áreas marinas con tirante de agua superior a 500 metros	7,613,471.3	15,847.0	0.0	7,629,318.3	13,955,734.0	21,585,052.3
Paleocanal de Chicontepec	<u>612,473.9</u>	<u>21,978,948.0</u>	<u>384,783.3</u>	<u>22,976,205.2</u>	<u>6,696,997.1</u>	<u>29,673,202.3</u>
Total	25,730,256.3	157,608,342.5	7,856,966.9	191,195,565.7	132,272,497.3	323,468,063.0

FUENTE: Bases de datos de costos, gastos e inversiones proporcionadas por Petróleos Mexicanos.

1/ Inversiones en exploración, recuperación secundaria y mantenimiento no capitalizable.

2/ Inversiones en el desarrollo y extracción de yacimientos de petróleo o gas natural.

3/ Inversiones realizadas en infraestructura de almacenamiento y transporte.

4/ Costos y gastos para la extracción de los yacimientos de petróleo o gas natural.

Las inversiones por 191,195,565.7 miles de pesos, así como los costos y gastos por 132,272,497.3 miles de pesos, se ajustaron a las deducciones establecidas.

Se seleccionaron 36 facturas por 637,754.6 miles de pesos, el 0.5% de los costos y gastos por 132,272,497.3 miles de pesos, en las cuales no se detectaron diferencias ni conceptos distintos de los permitidos para su deducción.

Se constató que los conceptos deducibles para determinar el DUC totalizaron 323,468,063.0 miles de pesos, y coincidieron con el monto presentado en las declaraciones de 2015.

Asimismo, se verificó que las deducciones mencionadas no se aplicaron para determinar la base del DUC, ya que rebasaron el límite de deducción máxima autorizada de 104,243,156.2 miles de pesos, por lo cual se utilizó esta última cifra, de acuerdo con el artículo 42, fracción I, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

4. Cálculo del Derecho por la Utilidad Compartida (DUC)

Pemex Exploración y Producción (PEP) presentó 52 declaraciones del DUC del ejercicio de 2015, 13 normales y 39 complementarias, con las cuales pagó un total de 376,556,777.9 miles de pesos. El DUC se calculó como sigue:

CÁLCULO DEL DERECHO POR LA UTILIDAD COMPARTIDA, 2015 (Miles de pesos)

Concepto	Importe	Parcial	Total
Producción:			
Valor petróleo crudo		586,998,013.3	
Valor gas natural		89,076,281.6	
Valor de condensados		<u>14,950,775.4</u>	
Total			691,025,070.3
Costos, gastos e inversiones	323,468,063.0		
Monto máximo de deducción	104,243,156.2		
Deducciones:			
Deducción menor (límite de deducciones menor de las deducciones permitidas)		104,243,156.2	
Derecho de Extracción de Hidrocarburos		48,843,660.0	
Derecho por Exploración de Hidrocarburos ^{1/}	983,456.7	<u>0.0</u>	
Total de deducciones			153,086,816.2
Base gravable			537,938,254.1
Tasa			<u>70.0%</u>
Derecho causado			376,556,777.9

FUENTE: Declaraciones normales y complementarias mensuales y anual del ejercicio de 2015, proporcionadas por la Subgerencia Fiscal Exploración y Producción.

1/ Este derecho sólo se deduce en las declaraciones mensuales.

Las deducciones permitidas de los costos, gastos e inversiones para determinar el DUC, previstos en el artículo 40, fracciones I a IV, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, totalizaron 323,468,063.0 miles de pesos; sin embargo, sólo se disminuyó el monto máximo

permitido de deducción por 104,243,156.2 miles de pesos que son determinados a partir del valor de la producción de hidrocarburos.

Para verificar el cálculo del monto máximo de deducción, a la producción valorada por región se le aplicaron los porcentajes establecidos en los artículos 42, fracción I, y segundo de las disposiciones finales, fracción VII, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, con los resultados siguientes:

VALOR DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS Y MONTO MÁXIMO DE DEDUCCIÓN, 2015

(Miles de pesos)

Concepto	Petróleo crudo	Gas natural		Condensad os	Total	Deducción	
		Asociado	No asociado			%	Límite
Áreas marinas con tirante de agua inferior a 500 metros	449,940,664. 3	37,595,829. 5	0.0	4,942,948.7	492,479,442. 5	10.6	52,202,820.9
Áreas terrestres	122,163,722. 4	21,905,921. 6	1,650,839.0	2,880,102.6	148,600,585. 6	10.6	15,751,662.1
Paleocanal de Chicontepec	14,893,626.6	3,043,084.0	0.0	400,092.5	18,336,803.1	60.0	11,002,081.9
Gas natural no asociado y condensados	<u>0.0</u>	<u>0.0</u>	<u>24,880,607.</u>	<u>6,727,631.6</u>	<u>31,608,239.1</u>	80.0	<u>25,286,591.3</u>
Total	586,998,013. 3	62,544,835. 1	26,531,446. 5	14,950,775. 4	691,025,070. 3		104,243,156. 2

FUENTE: Bases de datos de petróleo crudo, gas asociado y no asociado y reportes de condensados y de precios promedios ponderados proporcionados por Petróleos Mexicanos y PEP.

Además, se compararon los 323,468,063.0 miles de pesos de deducciones permitidas de los costos y gastos con el monto máximo permitido de deducción (acumulada a diciembre de 2015) de 104,243,156.2 miles de pesos, y se constató que este último importe fue menor que el de las deducciones permitidas, por lo cual PEP lo utilizó para determinar la base para calcular el DUC, en cumplimiento del procedimiento del artículo 42, fracción I, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

Conviene mencionar que en el artículo segundo de las disposiciones finales, fracción VII, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos se establece que para 2015 la tasa de deducción del 12.5% se modificó a 10.6% para las áreas marinas con tirante de agua inferior a 500 metros y terrestres.

Las deducciones del Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DEXTH) presentadas en las declaraciones mensuales del DUC por 48,843,660.0 miles de pesos y del Derecho por Exploración de Hidrocarburos por 983,456.7 miles de pesos coincidieron con los montos pagados. Se constató que sólo el DEXTH se dedujo en la declaración anual, en cumplimiento de los artículos 40, fracción V, y 42, fracción II, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

Como se mencionó en el resultado núm. 1 de este informe, no se asignaron factores para determinar el poder calorífico a 22 campos de extracción de hidrocarburos con una producción de 132,642.0 miles de pies cúbicos (MPC) de gas asociado, por lo que se determinaron 5,255.1 miles de pesos no considerados para calcular la base del DUC.

Por lo anterior, se consideró el valor de la producción omitida y se determinó un total de 376,559,284.6 miles de pesos del DUC, monto mayor en 2,506.7 miles de pesos al pagado por PEP por 376,556,777.9 miles de pesos en 2015, en incumplimiento del artículo 48, fracción III, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

En el transcurso de la auditoría, la entidad fiscalizada proporcionó la documentación que acredita el entero de los recursos del DUC al Banco de México, en su carácter de fiduciario del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, por 8,885.6 miles de pesos, más la actualización por 301.7 miles de pesos, y los recargos por 1,923.7 miles de pesos, que totalizaron 11,111.0 miles de pesos de febrero, marzo y junio de 2015, correspondientes a los meses que resultaron con saldos a cargo. Además, la entidad presentó al Servicio de Administración Tributaria las declaraciones mensuales complementarias del DUC de enero a diciembre, y la anual de 2015, con lo que atiende lo observado.

Conviene señalar que la Subgerencia Fiscal Exploración y Producción informó que para determinar los 11,111.0 miles de pesos del DUC, consideró la valoración de gas asociado e incluyó otros efectos reportados en forma reciente por algunas áreas, como la modificación de los precios mensuales de 2015 de las gasolinas naturales utilizadas para valorar los condensados.

5. Presentación y pago del derecho y accesorios

Durante el ejercicio fiscal 2015, Pemex Exploración y Producción (PEP) presentó 52 declaraciones del Derecho por la Utilidad Compartida (DUC) por un total de 376,556,777.9 miles de pesos, 13 normales (12 mensuales y 1 anual) y 39 complementarias (38 mensuales y 1 anual); las declaraciones normales se presentaron dentro de los plazos establecidos.

Los 376,556,777.9 miles de pesos del DUC, más sus accesorios por 348,114.8 miles de pesos, se liquidaron con pagos mensuales de enero a noviembre de 2015 por 266,136,000.0 miles de pesos, y pagos provisionales por 110,894,819.5 miles de pesos, por lo que resultó un saldo a favor de PEP de 125,926.8 miles de pesos.

De enero a noviembre de 2015, PEMEX efectuó pagos provisionales mensuales del DUC por 266,136,000.0 miles de pesos, en cumplimiento de lo indicado por la Unidad de Política de Ingresos No Tributarios (UPINT) de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), en el oficio núm. 349-B-035 del 3 de febrero de 2015, en el que se modificaron los importes establecidos en la Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal de 2015. El pago de diciembre por 22,383,000.0 miles de pesos, fue suspendido de acuerdo con la instrucción de

la UPINT en el oficio núm. 349-B-436 del 30 de noviembre de 2015. Se comprobó que los pagos mensuales, a cuenta del DUC, se realizaron dentro de los plazos establecidos.

Los pagos se efectuaron mediante transferencias electrónicas al Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desempeño, de conformidad con el artículo 52, párrafo tercero, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

De las 39 declaraciones complementarias presentadas, en 12 se pagaron accesorios por 348,114.8 miles de pesos, integrados por 35,329.5 miles de pesos de actualizaciones, y 312,785.3 miles de pesos de recargos. La Subgerencia Fiscal Exploración y Producción informó que las causas por las que se pagaron fueron, entre otras, las siguientes:

- Complementarias núms. 2 de marzo, 3 de abril y 1 de mayo, por la inclusión del condensado total de acuerdo con la reunión celebrada con el Servicio de Administración Tributaria el 2 de julio de 2015.
- Complementaria núm. 1 de junio, por la inclusión de precios definitivos.
- Complementaria núm. 1 de julio, por la incorporación de precios reales y ajuste en el poder calorífico de cinco campos.
- Complementaria núm. 1 de agosto, por la incorporación de precios reales del gas y corrección de precios de condensado.
- Complementarias núms. 3 de febrero y 4 de marzo, por la inclusión de precios de petróleo crudo exportable y no exportable sin ajustes de notas de crédito y débito de 2014, como se establece en la regla transitoria emitida por la SHCP y publicada en el Diario Oficial de la Federación el 2 de julio de 2015.
- Complementarias núms. 4 de febrero, 5 de marzo, 5 de abril y 2 de junio, por los ajustes de precios de crudos exportables y no exportables, gas y condesados, modificación en tipo de cambio y modificación en volumen de condesados y de crudo.

Se comprobó que las actualizaciones y recargos se calcularon de acuerdo con los artículos 17-A y 21 del Código Fiscal de la Federación.

En conclusión, PEP presentó y pagó el DUC y sus accesorios de conformidad con los artículos 7, fracción I, párrafo segundo, de la Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal de 2015; 52, párrafo tercero, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, y 17-A y 21 del Código Fiscal de la Federación.

6. Equipos de medición

A fin de verificar los equipos de medición de petróleo crudo y gas natural utilizados para cuantificar la producción de petróleo crudo y gas natural que se tomó como base fiscal para calcular el Derecho por la Utilidad compartida (DUC), se eligieron los equipos de medición ubicados en las plataformas KU-S y KU-A del Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap, adscrito a la Subdirección de Producción Aguas Someras de Pemex Exploración y Producción. Estas plataformas en 2015 procesaron el 64.0% de la producción de petróleo crudo, y el 75.6% de gas natural del total del activo.

Plataforma KU-S

De acuerdo con los certificados de calibración que emitió un laboratorio acreditado por la Entidad Mexicana de Acreditación (EMA), en la plataforma KU-S se encuentra instalado un patín de medición conformado por tres medidores ultrasónicos, dos de los cuales son de producción (empleados para la medición de petróleo crudo) y un medidor maestro de calibración. Este patín de medición se utiliza para cuantificar la producción proveniente de las plataformas PP-KU-G y PP-KU-S, y de la plataforma de producción PB-KU-S, que es enviado a la plataforma KU-A (punto de transferencia de custodia).

De acuerdo con los esquemas de instalación, se constató que estos patines de medición cumplieron con el Manual del Petróleo, Estándar de Medidas, Capítulo 5 “Medición”, Sección 8 “Medición de hidrocarburos líquidos con medidores ultrasónicos usando tecnología de tiempo transitorio”, y con el artículo 53, párrafos segundo y tercero, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

Plataforma KU-A

En 2015, se extrajeron y cuantificaron 64,021.6 miles de barriles (MB) de petróleo crudo, y 94,364.0 miles de pies cúbicos (MPC) de gas natural.

Se revisaron los certificados de calibración y se constató que para cuantificar la producción de petróleo crudo en esta plataforma existe un patín de medición conformado por tres medidores ultrasónicos, dos de producción y un medidor maestro de calibración. El patín de medición se utiliza para cuantificar la producción proveniente de las plataformas de perforación PP-KU-A, y de las plataformas de enlace E-KU-A1 y E-KU-A2; además, el patín es considerado como punto de transferencia de custodia, ya que el activo de producción entrega el petróleo crudo a la Subdirección de Distribución y Comercialización.

Por otra parte, en la plataforma KU-A está instalado un equipo de medición para cuantificar la producción de gas natural, el cual consta de un medidor con placa de orificio de 24 pulgadas, en cumplimiento del Manual del Petróleo, Estándar de Medidas, Capítulo 14 “Medición de Fluidos del Gas Natural”, Sección 3 “Placas de orificio”, y de los artículos 53, párrafos segundo y tercero, y 67 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

7. Calibración y mantenimiento a los equipos de medición

En 2015, Pemex Exploración y Producción (PEP) contó con un Plan Estratégico de Medición y con programas de calibración y mantenimiento para los equipos de medición de petróleo crudo y gas natural de las plataformas del Activo de Producción Ku Maloob Zaap, perteneciente a la Subdirección de Producción de Aguas Someras.

Para verificar el cumplimiento de los programas de mantenimiento y calibración de los equipos de medición utilizados para cuantificar los volúmenes de petróleo crudo y gas natural que sirvieron de base para calcular el Derecho por la Utilidad Compartida (DUC), se eligieron las plataformas KU-S y KU-A, debido al volumen procesado durante 2015 respecto del total del activo de producción.

Conviene mencionar que estos equipos de medición están conectados a sistemas de los cuales se obtienen los valores cuantificados para registrarlos en el Sistema Nacional de

Información de Producción (SNIP), que a su vez es la fuente de donde se toman los valores de producción para calcular el DUC.

Para verificar el cumplimiento de los programas de calibración y mantenimiento, se revisaron los certificados de las calibraciones vigentes o realizadas durante 2015 a los patines de medición de las plataformas KU-S y KU-A, con los resultados siguientes:

Calibración de los equipos de medición de petróleo crudo

Plataforma KU-S

CERTIFICADOS DE CALIBRACIÓN DE LA PLATAFORMA KU-S		
Núm. Medidor	Núm. Certificado	Fecha
FT-1280	FSFL-CCMU-2339/14	24/03/14
FT-1281	FSFL-CCMU-2340/14	23/03/14
FT-1282	FSFL-CCMU-13303/14	28/11/14

FUENTE: Certificados de calibración proporcionadas por PEP.

Se comprobó que los equipos de medición de esta plataforma se calibraron en 2014, y continuaban vigentes en 2015, ya que la frecuencia para calibrar el sistema de medición depende del comportamiento de sus variables de control con la aplicación de herramientas estadísticas, y éstas no presentaron variaciones.

Plataforma KU-A

- Se proporcionó el certificado de calibración núm. FSFL-CCMS-10706/14 del medidor de flujo másico tipo Coriolis núm. FE/FQIT-3101A, emitido el 10 de septiembre de 2014.
- Se proporcionó el dictamen de calibración núm. FSFL-DCUFM-4310-A/10 del medidor de flujo tipo másico núm. FIT-3101 B, emitido el 21 de noviembre de 2010.

Con el oficio núm. PEP-DG-SPAS-AAPKMZ-254-2016 del 10 de agosto de 2016, PEP informó que el medidor núm. FIT-3101B se encuentra en el mismo sistema de medición donde está el núm. FE/FQIT-3101A, y que este último se toma como medidor maestro, donde el personal de PEP calibra el núm. FIT-3101B.

- Se proporcionó el certificado de calibración núm. FSFL-CCMU-00072/15 del medidor ultrasónico de flujo núm. FIT-1102A, emitido el 1 de enero de 2015.
- Se proporcionó el certificado de calibración núm. FSFL-CCMU-11933/14 del medidor ultrasónico de flujo núm. FIT-1102B, emitido el 4 de octubre de 2014.

Al respecto, con el oficio núm. PEP-DG-SPAS-AAPKMZ-254-2016 del 10 de agosto de 2016, la Administración del Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap informó que en 2015 no se contaba con un contrato vigente para que una tercería, acreditada ante la Entidad Mexicana de Acreditación (EMA), prestara los servicios de calibración de los equipos de medición; sin embargo, personal de PEP realizó pruebas de repetibilidad que comparó con un medidor maestro.

En el “Programa pruebas de repetibilidad a sistemas de medición de petróleo crudo” del primero y segundo semestres de 2015, se programaron 25 pruebas de repetibilidad al sistema de medición de aceite tipo ultrasónico (PP-KU-A), pero sólo se realizaron 7; al sistema de medición de aceite tipo coriolis (E-KU-A1) se le programaron 26, y se realizaron 11, y al sistema de medición de aceite tipo ultrasónico (PB-KU-S) se le programaron 26, pero se efectuaron 10, en incumplimiento del programa.

Se constató que al carecer de un contrato para calibrar los medidores, PEP programó las pruebas de repetibilidad; cabe señalar que éstas no sustituyen la calibración de los equipos, debido a que las pruebas de repetibilidad consisten en calibrar el medidor de producción utilizando el medidor maestro; sin embargo, este último debe estar calibrado por un laboratorio acreditado.

Calibración de los equipos de medición de gas

Plataforma KU-S

- Del medidor tipo V-cone núm. FE-3101, se proporcionó el informe de inspección núm. FSFL-INVC-02356/14, emitido el 16 de febrero de 2014, el cual estuvo vigente en 2015.

Plataforma KU-A

- Se proporcionó el informe de inspección núm. FSFL-INPO-19239/13 del medidor de placa de orificio núm. FE-3203, emitido el 5 de septiembre de 2013, por lo cual en 2015 no se calibró el medidor, en incumplimiento del Plan Estratégico de Medición 2015.

Mantenimiento de los equipos de medición

Se revisaron los “Programas anuales de mantenimiento/rehabilitación para los sistemas de medición de gas instalados en las descargas de gas del Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap”, de las plataformas KU-S y KU-A. Se constató que para los sistemas de medición PB-KU-S y E-KU-A1 se programaron actividades de mantenimiento de los computadores de flujo scanner 2000 y limpieza mecánica de los dispositivos primarios, durante las dos primeras semanas de junio de 2015.

Respecto de la plataforma KU-S, PEP proporcionó el reporte de actividades emitido por un contratista del 4 de enero de 2016, en el que se constató que las actividades de mantenimiento se realizaron del 1 al 11 de diciembre de 2015, seis meses después, en incumplimiento del “Programa anual de mantenimiento/rehabilitación para los sistemas de medición de gas instalados en las descargas de gas del Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap”, de la plataforma KU-S. Además, el contratista recomendó en su reporte integrar las señales de cada computador de flujo a un sistema SCADA, con el cual se monitoree la medición en tiempo real.

Respecto de la plataforma KU-A, PEP proporcionó el reporte final de actividades emitido por un contratista el 2 de julio de 2015, en el cual se verificó que se realizaron las actividades del 1 al 12 de junio de 2015, en cumplimiento del programa.

En conclusión, PEP no presentó el certificado emitido por una empresa acreditada ante la EMA para calibrar los equipos de medición utilizados para cuantificar los volúmenes de crudo y gas; además, incumplió el “Programa pruebas de repetibilidad a sistemas de medición de petróleo crudo” del primero y segundo semestres de 2015 para calibrar los equipos de medición de las plataformas KU-S y KU-A, ya que de 25 pruebas de repetibilidad al sistema de medición de aceite tipo ultrasónico (PP-KU-A) se realizaron 7; al sistema de medición de aceite tipo coriolis (E-KU-A1) se programaron 26, y se realizaron 11, y de 26 al sistema de medición de aceite tipo ultrasónico (PB-KU-S) se realizaron 10, en contravención del programa citado y del Plan Estratégico de Medición 2015.

En relación con el programa anual de mantenimiento/rehabilitación para los sistemas de medición de gas instalados en las descargas de gas del Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap de la plataforma KU-S, del 1 al 11 de diciembre de 2015 se realizaron actividades de mantenimiento, seis meses después de lo programado.

Como resultado de la reunión de presentación de resultados finales y observaciones preliminares, el 17 de octubre de 2016, la Subdirección de Auditoría al Desempeño y Control de Auditoría Interna de Petróleos Mexicanos proporcionó nota informativa en la cual el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap informó que para aplicar las pruebas de repetibilidad a los sistemas de medición de aceite crudo, es necesario contar con las condiciones estables de presión, flujo y temperatura; actualmente se elabora un informe para presentar el resultado de la prueba de acuerdo con la estabilidad o variación de las condiciones operativas.

La subdirección referida informó que cuenta con el “Instructivo para realizar pruebas de repetibilidad en el patín de medición de crudo L-1280 del Centro de Proceso Zaap-C” clave IE-IC-OP-0086-2014, el cual está actualizando para que se incluya la presentación de un informe cuando la prueba no sea exitosa, debido a las variaciones de presión, flujo y temperatura; asimismo, está actualizando su ámbito de aplicación para extenderlo a los sistemas de medición de crudo en todos los centros de proceso, incluidos KU-A y KU-S.

Respecto a que PEP no contó con una empresa acreditada ante la EMA para calibrar y certificar los equipos de medición, PEP informó que esta actividad se incluyó en el “Servicio de calibración y certificación a los sistemas de medición de gas y aceite crudo de los Centros de Proceso Marinos y Terrestres”, el cual está considerado en el anteproyecto de la Plantilla de Registro de Iniciativas de Contratación del PAC 2017. Además, se proporcionó un cronograma de atención para la contratación, en el cual se estima la suscripción del contrato en aproximadamente 215 días.

15-6-90T9G-02-0508-01-001 Recomendación

Para que Pemex Exploración y Producción adopte las medidas necesarias a fin de que una empresa acreditada ante la Entidad Mexicana de Acreditación realice la calibración de los equipos de medición utilizados para cuantificar los volúmenes de petróleo crudo y gas natural en el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap.

15-6-90T9G-02-0508-01-002 Recomendación

Para que Pemex Exploración y Producción aplique controles más rigurosos a los programas de pruebas de repetibilidad de los sistemas de medición de petróleo crudo instalados en las plataformas KU-S y KU-A del Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap, así como a los programas

de mantenimiento a los equipos de medición utilizados para cuantificar los volúmenes de petróleo crudo y gas.

8. Registro en la contabilidad y presentación en la Cuenta Pública

En el apartado “Ingresos derivados de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y Fondo Mexicano del Petróleo”, de los Ingresos Presupuestarios de los Resultados Generales de la Cuenta Pública 2015, se reportaron 351,718,119.1 miles de pesos del Derecho por la Utilidad Compartida (DUC), integrados por 351,370,004.3 miles de pesos de este derecho, 35,329.5 miles de pesos de actualizaciones y 312,785.3 miles de pesos de recargos, monto que coincidió con las declaraciones presentadas de enero a noviembre de 2015.

Asimismo, en los estados financieros dictaminados de PEP se reportaron 376,682,704.7 miles de pesos del DUC, pero en la declaración anual, 376,556,777.9 miles de pesos, la diferencia por 125,926.8 miles de pesos corresponde a declaraciones complementarias que no fueron consideradas en los estados financieros dictaminados, ya que se presentaron en fecha posterior, la conciliación se presenta en el cuadro siguiente:

CONCILIACIÓN DEL DUC PRESENTADOS EN CUENTA PÚBLICA
CON LOS ESTADOS FINANCIEROS DICTAMINADOS Y LA DECLARACIÓN ANUAL, 2015
(Miles de pesos)

Concepto	Parcial	Total
Cuenta Pública	351,718,119.1	
Menos		
Actualizaciones	35,329.5	
Recargos	<u>312,785.3</u>	351,370,004.3
Más:		
Declaraciones de 2015 presentadas en 2016		<u>25,312,700.4</u>
Estados financieros dictaminados		376,682,704.7
Menos:		
Declaraciones complementarias presentadas el 18 de abril de 2016		<u>125,926.8</u>
Declaración anual		<u>376,556,777.9</u>

FUENTE: Cuenta Pública, estados financieros dictaminados y declaración anual de 2015.

Por lo expuesto, se concluyó que las cifras presentadas en la Cuenta Pública, en los estados financieros dictaminados y en la declaración anual son razonables. El registro contable se realizó de acuerdo con el catálogo de cuentas, en cumplimiento de los artículos 42 y 52 de la Ley General de Contabilidad Gubernamental, así como del Postulado Básico de Contabilidad Gubernamental “Devengo Contable”.

9. Costos y Gastos presentados a la Cámara de Diputados y al Servicio de Administración Tributaria

Con los oficios núms. DCF-SUCOFI-GFC-SPAT-362-2016 y DCF-SUCOFI-GFC-SPAT-364-2016, ambos del 28 de marzo de 2016, la Gerencia Fiscal Central de Petróleos Mexicanos (PEMEX) envió a la Presidencia de la Mesa Directiva de la Cámara de Diputados y a la Administración

General de Grandes Contribuyentes del Servicio de Administración Tributaria (SAT) la información periódica que se incorporó de los costos y gastos del desarrollo por 197,661,345.2 miles de pesos, descubrimiento por 51,319,021.0 miles de pesos, y producción por cada campo por 182,838,519.9 miles de pesos, los cuales totalizaron 431,818,886.1 miles de pesos; además, puso a disposición de la Cámara y del SAT la información con la que soportó los registros mencionados.

En conclusión, PEMEX presentó la información en la cual incluyó los tipos de petróleo crudo que produce cada uno de los pozos, pesado, ligero y súperligero, así como de gas, asociado y no asociado, en cumplimiento del artículo 40, párrafo quinto, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

10. Reporte anual a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público de las inversiones, costos y gastos

Con el oficio número DCF-SUCOFI-GFC-SPAT-363-2016 del 28 de marzo de 2016, la Gerencia Fiscal Central de Petróleos Mexicanos (PEMEX) envió a la Unidad de Política de Ingresos No Tributarios de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) la información siguiente:

- Base entregable de costos, gastos de exploración y gastos de transporte.
- Detalle de deducciones de inversión al 31 de diciembre de 2015, por campo y región fiscal.
- Pronóstico de largo plazo de precios spot. Escenario medio 161129 (preliminar).
- Base de activo fijo.
- Reservas probadas (1P) de hidrocarburos al 1 de enero de 2016.
- Campos petroleros 2015 y 2016.
- Proceso de explotación.
- Premisas para el pronóstico de largo plazo de precios spot. Escenario medio 161129 (preliminar).

Además, se comprobó que los conceptos deducibles por 132,272,497.3 miles de pesos de costos y gastos, y 191,195,565.7 miles de pesos de inversiones, se incluyeron en el reporte anual de inversiones, costos y gastos de ejercicio 2015, presentado por PEMEX a la SHCP, de conformidad con el artículo 49, párrafo primero, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

11. Beneficio de la aplicación del esquema de pago de derechos

A fin de comprobar el beneficio para Pemex Exploración y Producción (PEP) como resultado de la aplicación del esquema actual de pago de derechos e impuesto sobre hidrocarburos en relación con 2014, se compararon los importes pagados en 2014 y 2015, como sigue:

COMPARATIVO DE DERECHOS PAGADOS E IMPUESTO SOBRE HIDROCARBUROS EN 2014 Y 2015
(Miles de pesos)

2014 (Ley Federal de Derechos)		2015 (Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos)	
Concepto	Importe	Concepto	Importe
Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos	643,383,550.2	Derecho por la Utilidad Compartida	376,682,704.7
Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización	100,872,781.0	Derecho de Extracción de Hidrocarburos	48,857,639.4
Derecho Extraordinario sobre Exportación de Petróleo Crudo	680,070.5	Derecho de Exploración de Hidrocarburos	988,992.7
Derecho para la Investigación Científica y Tecnológica en Materia de Energía	7,465,569.9	Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos	4,083,132.2
Derecho para la Fiscalización Petrolera	34,456.5		
Derecho sobre Extracción de Hidrocarburos	4,280,113.1		
Derecho Especial sobre Hidrocarburos	3,077,144.4		
Derecho Adicional sobre Hidrocarburos	489,284.0		
Derecho para Regular y Supervisar la Exploración y Explotación de Hidrocarburos	<u>344,564.8</u>		
Total	760,627,534.4		430,612,469.0
Aumento o (disminución) respecto de 2014			(330,015,065.4)
			43.4%

FUENTE: Escenario "Causado en 2015 y 2014" proporcionado por la Subgerencia Fiscal Exploración y Producción.

En 2015, PEP pagó 430,612,469.0 miles de pesos de derechos e impuesto sobre hidrocarburos, monto menor en 330,015,065.4 miles de pesos, el 43.4% de lo enterado en 2014 por 760,627,534.4 miles de pesos.

PEP informó que si se aplicara el escenario de la Ley Federal de Derechos en 2015, considerando las variables de producción de 2,267 millones de barriles diarios, un precio promedio del crudo de 43.26 dólares por barril, un precio promedio de gas natural de 44.78

pesos por millón de pie cúbico, un precio de exportación de 79 dólares por barril, un precio de referencia de 68 dólares por barril y un tipo de cambio promedio (aduanero) de 15.74 pesos por dólar, se obtendrían los resultados siguientes:

ESCENARIO DE LA APLICACIÓN DE LA LEY FEDERAL DE DERECHOS EN 2015
(Miles de pesos)

Concepto	Importe
Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos	325,030,913.0
Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización	56,938,807.3
Derecho Extraordinario sobre Exportación de Petróleo Crudo	0.0
Derecho para la Investigación Científica y Tecnológica en Materia de Energía	4,262,587.7
Derecho para la Fiscalización Petrolera	19,673.5
Derecho sobre Extracción de Hidrocarburos	2,804,927.8
Derecho Especial sobre Hidrocarburos	1,380,199.9
Derecho Adicional sobre Hidrocarburos	0.0
Derecho para Regular y Supervisar la Exploración y Explotación de Hidrocarburos	<u>196,734.8</u>
Total	390,633,844.0

FUENTE: Escenario "Causado en 2015 y 2014" proporcionado por la Subgerencia Fiscal Exploración y Producción.

Del escenario de la Ley Federal de Derechos aplicado en 2015, se obtuvo un monto de 390,633,844.0 miles de pesos que PEP hubiera pagado; al comparar este monto con los 430,612,469.0 miles de pesos que pagó como resultado de la aplicación de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos en ese mismo ejercicio, se concluyó que la carga fiscal se incrementó en 39,978,625.0 miles de pesos, 10.2%, por lo que fue desfavorable para la empresa productiva.

Conviene señalar que en la Iniciativa de la Reforma Energética presentada en 2013 se menciona que "...Hoy en día, el régimen fiscal de Pemex está sustentado en un esquema de derechos rígidos, los cuales se determinan sin reconocer plenamente las necesidades de inversión de la empresa.

"La propuesta que se incluirá en la Reforma Hacendaria estará alineada con la necesidad que tiene Pemex de ser más flexible para conseguir mejores resultados. Ello implicará un cambio de paradigma con dos componentes esenciales: primero, un pago de derechos más bajo que en la actualidad y, segundo, el remanente de ese pago de derechos podrá ser reinvertido en la empresa o una parte podrá ser transferida al presupuesto como si fuera un dividendo que podrá emplearse para gasto en escuelas, hospitales, infraestructura de agua o carreteras. Este nuevo esquema hará que Pemex tenga un tratamiento fiscal comparable al de otras empresas petroleras en el resto del mundo. El régimen propuesto, a diferencia del actual, alineará los

incentivos entre Pemex y el Gobierno Federal, al mismo tiempo que le permitirá a la empresa ser más competitiva”.

Como resultado de la reunión de presentación de resultados y observaciones preliminares, el 20 de septiembre de 2016, la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras de Petróleos Mexicanos proporcionó información con la cual la Subgerencia Fiscal Exploración Producción comunicó que para 2016 la SHCP ha emitido algunos acuerdos, reglas, decretos, que buscan de alguna manera “beneficiar” dicho esquema el esquema establecido en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, como los que se muestran a continuación:

1. Acuerdo por el que se establecen las reglas de carácter general para aplicar las deducciones a los derechos por hidrocarburos publicado por la SHCP en el Diario Oficial de la Federación del 29 de marzo de 2016.

Este acuerdo emite reglas para que las deducciones pendientes de aplicar respecto a los derechos Ordinario sobre Hidrocarburos y Especial sobre Hidrocarburos previstos en la Ley Federal de Derechos vigente hasta el 31 de diciembre de 2014, se puedan ejercer hasta agotarse y aplicarse conforme a lo establecido en dicho acuerdo.

2. Decreto por el que se otorgan beneficios fiscales a los contribuyentes que se indican, publicado por la SHCP en el Diario Oficial de la Federación del 18 de abril de 2016.

Este decreto tiene como finalidad otorgar un estímulo fiscal a los contribuyentes a que se refiere el artículo 39 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, respecto del porcentaje aplicable para efectos del límite en el monto de deducción por concepto de costos, gastos e inversiones en el cálculo del DUC en áreas terrestres o en áreas marítimas con tirante de agua inferior a 500 metros.

Recuperaciones Operadas

En el transcurso de la revisión se recuperaron recursos por 11,111.0 miles de pesos, con motivo de la intervención de la ASF.

Resumen de Observaciones y Acciones

Se determinó(aron) 4 observación(es), de la(s) cual(es) 3 fue(ron) solventada(s) por la entidad fiscalizada antes de la integración de este informe. La(s) 1 restante(s) generó(aron): 2 Recomendación(es).

Dictamen

El presente dictamen se emite el 26 de octubre de 2016, fecha de conclusión de los trabajos de auditoría, la cual se practicó sobre la información proporcionada por la entidad fiscalizada y de cuya veracidad es responsable. Con base en los resultados obtenidos en la auditoría practicada, cuyo objetivo fue fiscalizar la gestión financiera para comprobar que el cálculo, entero, registro en la contabilidad y presentación en la Cuenta Pública del derecho se efectuaron de conformidad con las disposiciones legales y normativas, y específicamente respecto de la muestra revisada que se establece en el apartado relativo al alcance, se concluye que, en términos generales, Pemex Exploración y Producción y Petróleos Mexicanos cumplieron con las disposiciones legales y normativas que son aplicables en el proceso de medición, determinación de los volúmenes y precios de hidrocarburos, así como su valoración

para calcular el Derecho por la Utilidad Compartida; es importante mencionar que como resultado de la aplicación de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, la carga fiscal en 2015 se incrementó en 39,978,625.0 miles de pesos, el 10.2% respecto de lo pagado en 2014.

Apéndices

Procedimientos de Auditoría Aplicados

1. Verificar que los volúmenes de extracción de petróleo crudo, de gas natural y de condensados registrados en los sistemas de producción de Pemex Exploración y Producción se tomaron como base para calcular del Derecho por la Utilidad Compartida.
2. Verificar el cálculo correcto del precio promedio ponderado de petróleo crudo, gas natural y condensado que utilizó Pemex Exploración y Producción para valorar la producción.
3. Comprobar que las operaciones y factores utilizados en el Derecho por la Utilidad Compartida se efectuaron de acuerdo con la normativa.
4. Verificar que el registro se realizó de acuerdo con el catálogo de cuentas.
5. Constatar que los pagos provisionales y el anual del Derecho por la Utilidad Compartida se presentaron en los tiempos establecidos.
6. Verificar la determinación de los accesorios pagados en las declaraciones normales y complementarias del derecho, y los motivos de su pago.
7. Comprobar que los deducibles para determinar la base del Derecho por la Utilidad Compartida se ajustaron a la normativa.
8. Verificar que en el cálculo del Derecho por la Utilidad Compartida se consideraron los derechos de Extracción y por la Exploración de Hidrocarburos pagados efectivamente.
9. Comprobar que el monto de las deducciones se determinó conforme a la normativa.
10. Verificar que Petróleos Mexicanos presentó a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público en tiempo y forma el reporte anual de las inversiones, costos y gastos de las deducciones.
11. Comprobar que los equipos de medición utilizados para cuantificar el volumen de petróleo crudo, gas natural y condensado que sirvió de base para calcular el Derecho por la Utilidad Compartida se ajustaron a las especificaciones establecidas en la normativa, y que se cumplieron los programas de calibración y mantenimiento de los equipos.
12. Comprobar que lo reportado en la Cuenta Pública coincidió con las declaraciones que se presentaron.
13. Comprobar que Petróleos Mexicanos envió a la Cámara de Diputados y al Servicio de Administración Tributaria la información periódica de conformidad con la normativa.
14. Comprobar la aplicación del esquema de pago de derechos actual en relación con el vigente en 2014.

Áreas Revisadas

La Subdirección de Producción Aguas Someras y la Subdirección de Distribución y Comercialización, actual Subdirección de Acondicionamiento y Distribución de Hidrocarburos, pertenecientes a Pemex Exploración y Producción; la Subgerencia Fiscal Exploración y Producción, y las gerencias de Operaciones de Tesorería para Exploración y Producción, de Procesos de Tesorería, de Contabilidad Exploración y Producción, y la Fiscal Central de la Dirección Corporativa de Finanzas de Petróleos Mexicanos, así como la Administración Central de Evaluación de Seguimiento de la Administración General de Evaluación, adscritas al Servicio de Administración Tributaria.

Disposiciones Jurídicas y Normativas Incumplidas

Durante el desarrollo de la auditoría practicada, se determinaron incumplimientos de las leyes, reglamentos y disposiciones normativas que a continuación se mencionan:

1. Otras disposiciones de carácter general, específico, estatal o municipal: Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, Art. 48, frac. III.

Plan Estratégico de Medición 2015.

Programa anual de mantenimiento/rehabilitación para los sistemas de medición de gas instalados en las descargas de gas del Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap, KU-S.

Programa pruebas de repetibilidad a sistemas de medición de petróleo crudo del primero y segundo semestres de 2015.

Fundamento Jurídico de la ASF para Promover Acciones

Las facultades de la Auditoría Superior de la Federación para promover las acciones derivadas de la auditoría practicada encuentran su sustento jurídico en las disposiciones siguientes:

Artículo 79, fracción II, párrafos tercero y quinto, y fracción IV, párrafos primero y penúltimo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

Artículos 6, 12, fracción IV; 13, fracciones I y II; 15, fracciones XIV, XV y XVI; 29, fracción X; 32; 39; 49, fracciones I, II, III y IV; 55; 56, y 88, fracciones VIII y XII, de la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación publicado en el Diario Oficial de la Federación el 29 de mayo de 2009, en relación con los Transitorios PRIMERO y CUARTO del Decreto por el que se expide la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación; y se reforman el artículo 49 de la Ley de Coordinación Fiscal, y el artículo 70 de la Ley General de Contabilidad Gubernamental, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 18 de julio de 2016.

Comentarios de la Entidad Fiscalizada

Es importante señalar que la documentación proporcionada por la entidad fiscalizada para aclarar o justificar los resultados y las observaciones presentadas en las reuniones fue analizada con el fin de determinar la procedencia de eliminar, rectificar o ratificar los resultados y las observaciones preliminares determinadas por la Auditoría Superior de la Federación, y que se presentó a esta entidad fiscalizadora para los efectos de la elaboración definitiva del Informe del Resultado.