

Pemex Exploración y Producción**Derechos sobre Extracción de Hidrocarburos y Utilidad Compartida**

Auditoría Cumplimiento Financiero: 2017-6-90T9G-15-0478-2018

478-DE

Criterios de Selección

Montos y variaciones de recursos presupuestales y financieros, recurrente, e interés mediático o coyuntural.

Objetivo

Fiscalizar la gestión financiera para comprobar que el cálculo, entero, registro y presentación en la Cuenta Pública de los derechos se ajustaron a las disposiciones normativas.

Consideraciones para el seguimiento

Los resultados, observaciones y acciones contenidos en el presente informe individual de auditoría se comunicarán a la entidad fiscalizada, en términos de los artículos 79 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y 39 de la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación, para que en un plazo de 30 días hábiles presente la información y realice las consideraciones que estime pertinentes.

En tal virtud, las recomendaciones y acciones que se presentan en este informe individual de auditoría se encuentran sujetas al proceso de seguimiento, por lo que en razón de la información y consideraciones que en su caso proporcione la entidad fiscalizada, podrán confirmarse, solventarse, aclararse o modificarse.

Alcance

	INGRESOS
	Miles de Pesos
Universo Seleccionado	431,425,754.0
Muestra Auditada	431,425,754.0
Representatividad de la Muestra	100.0%

El universo seleccionado por 431,425,754.0 miles de pesos, se integró por 372,902,629.0 miles de pesos de pagos del Derecho por la Utilidad Compartida y 58,523,125.0 miles de pesos del Derecho de Extracción de Hidrocarburos efectuados por Petróleos Mexicanos. Se revisó el 100.0%.

Antecedentes

En el Diario Oficial de la Federación (DOF) del 24 de abril de 2015, se publicó el Acuerdo de Creación de Pemex Exploración y Producción (PEP), empresa productiva del Estado subsidiaria

de Petróleos Mexicanos (PEMEX), la cual cuenta con personalidad jurídica y patrimonio propios, sujeta a la conducción central, la dirección estratégica y la coordinación de PEMEX. De conformidad con la Ley de Petróleos Mexicanos y su reglamento, el objeto de PEP es la exploración y extracción del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos en el territorio nacional, en la zona económica exclusiva del país y en el extranjero.

De acuerdo con la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, los ingresos que recibirá el Estado Mexicano serán con motivo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos que se realicen mediante las asignaciones y contratos señalados en el artículo 27, párrafo séptimo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, y de la Ley de Hidrocarburos, así como las contraprestaciones que se establecerán en los contratos. Como asignatario PEP está obligado al pago del Derecho de Extracción de Hidrocarburos y del Derecho por la Utilidad Compartida.

Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DEXTH)

El artículo 44, fracciones I, II y III, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos dispone que el asignatario está obligado al pago mensual del DEXTH, para lo cual se aplicará la tasa que corresponda al valor del hidrocarburo de que se trate, petróleo crudo, gas natural asociado y no asociado, así como condensado, extraído en el mes.

Derecho por la Utilidad Compartida (DUC)

El artículo 39 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos establece la obligación de los asignatarios de pagar en forma anual el DUC, al aplicar la tasa del 67.50%, señalada en el Título Sexto, Artículo Segundo, fracción VIII, de la citada ley, a la diferencia que resulte de disminuir las deducciones permitidas al valor de los hidrocarburos extraídos durante el ejercicio fiscal de que se trate.

En el DOF del 16 de febrero de 2015, se publicó el Acuerdo núm. 02/2015 “Acuerdo por el que se expiden las Reglas de carácter general para definir los métodos de ajuste del valor de los hidrocarburos de los derechos sobre hidrocarburos”, en el cual se incluyó el procedimiento para calcular y ajustar el valor de los hidrocarburos extraídos para determinar los derechos señalados en los artículos 39 y 44 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

El 18 de julio de 2017, se publicó en el DOF la “SEGUNDA Resolución de modificaciones a la Resolución Miscelánea Fiscal para 2017”; la cual dispone que para los efectos de los artículos 44 y 52, segundo y tercer párrafos, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, a cuenta del pago mensual que corresponda se pagará como mínimo un monto equivalente al 80.0% del pago correspondiente al mes inmediato anterior al que corresponda el pago, siempre que se efectúe a más tardar el día 17 del mes calendario inmediato posterior a aquel al que corresponda el pago; el pago restante, en su caso, se realizará a más tardar el día 25 del mes posterior a aquel a que corresponda el pago.

El 18 de agosto de 2017, se publicó en el DOF el “Decreto por el que se otorgan beneficios fiscales a los contribuyentes que se indican”, en el que se concedió un estímulo fiscal al porcentaje aplicable para efectos del límite en el monto de deducción por concepto de costos, gastos e inversiones en el cálculo del DUC, a que se refieren los artículos 41, fracciones I, II, III y V, y 42, fracción I, incisos a, b, c y e, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

El 30 de noviembre de 2017, se publicó el Acuerdo núm. 127/2017 “Acuerdo por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de las Reglas de carácter general para definir los métodos de ajuste del valor de los hidrocarburos de los derechos sobre hidrocarburos”, en el que se establecen aspectos en cuanto a la forma de calcular y ajustar el valor que se utilizará para determinar los derechos señalados en los artículos 39 y 44 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

Resultados

1. Volúmenes de petróleo, gas natural y condensados

De acuerdo con la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, para calcular el Derecho por la Utilidad Compartida (DUC) y el Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DEXTH), se deberá obtener el valor de los hidrocarburos extraídos durante el ejercicio fiscal de que se trate, para lo cual se deberán considerar tanto los ingresos como los volúmenes de producción de petróleo crudo, gas natural asociado y no asociado, así como los condensados.

La Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial (SCOC) de Pemex Exploración y Producción (PEP), mediante su Gerencia de Medición y Balance, procesó la información reportada por las áreas operativas de sus Activos Integrales en el Sistema Nacional de Información de Producción (SNIP), de enero a octubre de 2017, y en el Sistema Integral de Información de Producción (SIIP), de noviembre a diciembre de 2017; asimismo, determinó el volumen de hidrocarburos extraídos por asignación, el cual fue informado al área fiscal de Petróleos Mexicanos (PEMEX).

Volumen de crudo

La Gerencia de Cumplimiento Regulatorio informó a la Gerencia Fiscal Central sobre el volumen de la producción de crudo por grados API y contenido de azufre, clasificada por tipo de crudo (15 tipos), así como la producción de gas y condensados por asignación, como sigue:

VOLUMEN DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO POR TIPO, 2017
(Miles)

Núm.	Tipo de petróleo	Barriles
1	Súper-ligero amargo	345.1
2	Súper-ligero semi amargo	8,191.3
3	Súper-ligero dulce	62,905.4
4	Ligero amargo	39,157.5
5	Ligero semi amargo	138,370.1
6	Ligero dulce	10,226.3
7	Mediano amargo	47,135.9
8	Mediano semi amargo	12,019.1
9	Mediano dulce	4,986.0
10	Pesado amargo	363,236.0
11	Pesado semi amargo	493.0
12	Pesado dulce	0.0
13	Extrapesado amargo	13,792.7
14	Extrapesado semi amargo	0.0
15	Extrapesado dulce	0.0
Total		700,858.4

FUENTE: Base de datos del volumen de producción total de hidrocarburos de 2017, proporcionada por PEP. Papel de trabajo del cálculo para determinar el DUC y DEXTH de PEMEX.

Se verificó que en los sistemas SNIP y SIIP se registraron 700,858.4 MB de petróleo crudo, que coincidieron con el volumen de producción de crudo por asignación, reportado en las bases de datos de PEP, con los grados API y con el contenido de azufre en los 15 tipos de crudo, de conformidad con los Acuerdos 02/2015 del 16 de febrero de 2015 y 127/2017 del 30 de noviembre de 2017.

Gas natural

El gas se clasificó por asociado y no asociado, así como por cada uno de sus componentes: metanos, etanos, propanos y butanos, en cumplimiento de los acuerdos núms. 08/2015 del 6 de julio de 2015 y 127/2017 del 30 de noviembre de 2017. Los volúmenes de gas se detallan a continuación:

VOLUMEN DE GAS POR TIPO DE COMPONENTE, 2017

Tipo Mes	Gas asociado MMMBTU					Gas no asociado MMMBTU				
	Metano	Etano	Propano	Butano	Total	Metano	Etano	Propano	Butano	Total
Enero	72,137.3	18,663.3	12,440.8	7,063.2	110,304.6	30,018.7	2,050.7	1,120.9	760.9	33,951.2
Febrero	64,829.4	16,905.1	11,478.3	6,582.0	99,794.8	26,483.0	1,508.6	1,103.7	737.6	29,832.9
Marzo	73,011.9	19,422.6	12,973.2	7,446.0	112,853.7	29,156.6	1,672.2	1,239.5	831.7	32,900.0
Abril	69,463.5	18,035.2	12,070.5	6,740.1	106,309.3	28,284.5	1,681.0	1,238.7	833.3	32,037.5
Mayo	70,879.4	18,503.5	12,424.4	6,960.5	108,767.8	28,981.8	1,725.9	1,261.4	848.9	32,818.0
Junio	67,245.8	17,623.5	12,072.3	7,099.5	104,041.1	28,291.9	1,638.3	1,217.3	816.3	31,963.8
Julio	67,476.1	18,167.8	12,821.8	7,613.7	106,079.4	28,788.0	1,641.6	1,239.6	827.1	32,496.3
Agosto	66,163.1	17,374.8	12,257.8	7,304.9	103,100.6	28,531.8	1,641.1	1,221.0	812.2	32,206.1
Septiembre	56,241.3	15,358.2	10,621.9	6,288.5	88,509.9	27,169.6	1,748.1	1,204.1	801.9	30,923.7
Octubre	61,713.5	15,845.5	11,074.3	6,651.2	95,284.5	27,840.7	2,107.9	1,286.8	865.8	32,101.2
Noviembre	59,072.3	15,093.9	9,885.2	6,032.0	90,083.4	26,787.9	1,878.7	1,178.9	793.0	30,638.5
Diciembre	<u>60,963.9</u>	<u>15,726.5</u>	<u>9,901.4</u>	<u>6,001.7</u>	<u>92,593.5</u>	<u>27,149.8</u>	<u>1,880.7</u>	<u>1,138.2</u>	<u>744.3</u>	<u>30,913.0</u>
Total	789,197.5	206,719.9	140,021.9	81,783.3	1,217,722.6	337,484.3	21,174.8	14,450.1	9,673.0	382,782.2

FUENTE: Base de datos del volumen de producción total de hidrocarburos de 2017, proporcionada por PEP.

MMMBTU: Miles de Millones de Unidades Térmicas Británicas.

La Gerencia de Comercialización de Hidrocarburos y Contratos, de la Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial de PEP, reportó 1,277,621.0 miles de millones de unidades térmicas británicas (MMMBTU) de producción de gas asociado, al cual le disminuyó el inyectado a yacimientos por 59,898.4 MMMBTU, y determinó un volumen neto de 1,217,722.6 MMMBTU. El gas no asociado totalizó 382,782.2 MMMBTU.

Condensados

El numeral 10 "De la determinación del valor de los Condensados", del Acuerdo 02/2015 publicado el 16 de febrero de 2015, establece que para determinar el valor de los condensados se deberá obtener su volumen extraído de los pozos que se encuentren en el área de asignación. En el ejercicio 2017, la Gerencia de Medición y Balances reportó 20,232.8 miles de barriles (MB) a la Gerencia Fiscal Central.

Los volúmenes de petróleo crudo, gas asociado y no asociado, así como los condensados registrados por la Gerencia Fiscal Central para el cálculo del DUC y DEXTH, se detallan como sigue:

VOLUMEN DE PRODUCCIÓN POR CLASIFICACIÓN DE HIDROCARBUROS, 2017

Mes	DEXTH (Mensual)				DUC (Acumulado)			
	Crudo Miles Bls	Gas asociado MMMBTU	Gas no Asociado MMMBTU	Condensado Miles Bls	Crudo Miles Bls	Gas asociado MMMBTU	Gas no Asociado MMMBTU	Condensado Miles Bls
Enero	62,404.7	110,304.6	33,951.2	1,726.8	62,404.7	110,304.6	33,951.2	1,726.8
Febrero	56,258.2	99,794.8	29,832.9	1,636.8	118,662.9	210,099.4	63,784.1	3,363.6
Marzo	62,337.7	112,853.7	32,900.0	1,830.4	181,000.6	322,953.1	96,684.1	5,194.0
Abril	60,147.0	106,309.3	32,037.5	1,651.1	241,147.6	429,262.4	128,721.6	6,845.1
Mayo	61,439.4	108,767.8	32,818.0	1,681.5	302,587.0	538,030.2	161,539.6	8,526.6
Junio	59,021.5	104,041.1	31,963.8	1,853.4	361,608.5	642,071.3	193,503.4	10,380.0
Julio	60,306.0	106,079.4	32,496.3	1,761.2	421,914.5	748,150.7	225,999.7	12,141.2
Agosto	58,559.4	103,100.6	32,206.1	1,705.0	480,473.9	851,251.3	258,205.8	13,846.2
Septiembre	50,693.6	88,509.90	30,923.7	1,505.9	531,167.5	939,761.2	289,129.5	15,352.1
Octubre	57,933.2	95,284.50	32,101.2	1,672.2	589,100.7	1,035,045.7	321,230.7	17,024.3
Noviembre	54,934.7	90,083.40	30,638.5	1,617.3	644,035.4	1,125,129.1	351,869.2	18,641.6
Diciembre	<u>56,823.0</u>	<u>92,593.50</u>	<u>30,913.0</u>	<u>1,591.2</u>	700,858.4	1,217,722.6	382,782.2	20,232.8
Total	700,858.4	1,217,722.6	382,782.2	20,232.8	N/A	N/A	N/A	N/A

FUENTE: Base de datos del volumen de producción total de hidrocarburos de 2017, proporcionada por PEP.

N/A: No Aplica reflejar un total debido a que las cifras son acumuladas.

Bls: Barriles.

MMMBTU: Millones de Unidades Térmicas Británicas.

Los volúmenes de petróleo crudo, gas natural asociado y no asociado, así como los condensados, se clasificaron en regiones fiscales: terrestres, marinas con tirante de agua inferior a 500 metros, marinas con tirante de agua superior a 500 metros (en 2017 no hubo producción) y Paleocanal de Chicontepec, en cumplimiento del artículo 48, fracción X, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, así como de los numerales 8 y 17 del “Acuerdo 02/2015” publicado el 16 de febrero de 2015; además, coincidieron con los presentados en las declaraciones del DUC y del DEXTH de 2017.

De acuerdo con el numeral 22 “De la delimitación de las regiones” del Acuerdo 127/2017 publicado el 30 de noviembre de 2017, el “Asignatario deberá presentar al Servicio de Administración Tributaria (SAT), a más tardar el último día hábil de marzo la relación de asignaciones vigentes en el ejercicio anterior por cada una de las regiones fiscales conforme a la delimitación prevista en el presente capítulo”.

Se comprobó que PEMEX, como asignatario, entregó al SAT la relación citada mediante un oficio del 13 de junio de 2018, con un atraso de 2.5 meses. El acuerdo no prevé sanciones por presentación extemporánea.

También se verificó que las regiones de cada asignación reportadas por PEMEX al SAT coincidieron con las utilizadas por el área fiscal de PEMEX para determinar el volumen de producción por región fiscal requerida para calcular el DUC y DEXTH.

En el transcurso de la auditoría y con motivo de la intervención de la Auditoría Superior de la Federación, mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0885/2018 del 10 de octubre de 2018 la Auditoría Interna de PEMEX, proporcionó el oficio núm. DCF-SUCOFI.GFC-1433-2018 del 9 de octubre de 2018, con el cual la Gerencia Fiscal Central de PEMEX, comunicó que con el oficio núm. DCF-SUCOFI.GFC-142-2018 de esa misma fecha instruyó a la Subgerencia Fiscal de Exploración y Producción para que presente la relación de las asignaciones vigentes en el ejercicio 2018, de cada una de las regiones fiscales, a más tardar el último día hábil de marzo

de 2019, y elabore un control de las relaciones presentadas en cada ejercicio fiscal con la fecha de presentación y los acuses correspondientes, el cual debe resguardarse en la base de datos institucional de la subgerencia citada.

Con la información y documentación proporcionada por la Gerencia Fiscal Central de PEMEX deberán presentar al SAT la relación de asignaciones vigentes en el ejercicio por cada una de las regiones fiscales conforme a la delimitación prevista en la normativa, se atiende lo observado.

En conclusión, los volúmenes del petróleo crudo, gas natural asociado y no asociado, así como de los condensados, fueron determinados y coincidieron con los presentados en las declaraciones del DEXTH y del DUC de 2017.

2. Valoración de petróleo crudo

De acuerdo con el artículo 48, fracción I, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, el valor de los hidrocarburos extraídos se obtiene de la suma del valor del petróleo, el valor del gas natural y el valor de los condensados, según corresponda, en el periodo por el que esté obligado al pago del derecho.

La valoración de la producción de los hidrocarburos fue la siguiente:

VALOR DE LA PRODUCCIÓN POR TIPO DE HIDROCARBURO, 2017
(Miles de pesos)

Concepto	Crudo	Gas	Condensado	Total
Valor	543,812,352.8	84,910,027.4	15,020,125.9	643,742,506.1

FUENTE: Declaración complementaria "1" del Derecho por la Utilidad Compartida, de octubre de 2017.

Se verificó la valoración de petróleo crudo de enero a octubre de 2017, debido que, a partir de noviembre de 2017, se adecuó la fórmula para determinar el precio promedio ponderado del barril de petróleo (crudo). De conformidad con la regla 4 "De la determinación de los precios por tipo de Petróleo", y de los acuerdos núms. 02/2015 del 16 de febrero de 2015 y 127/2017, del 30 de noviembre de 2017, existen dos procedimientos para determinar el precio promedio ponderado de petróleo crudo; el precio que resulte mayor es el que PEP debe utilizar para valorar los hidrocarburos utilizados, a fin de calcular el Derecho por la Utilidad Compartida (DUC) y el Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DEXTH).

La Gerencia de Estrategias Comerciales de Hidrocarburos (GECH), adscrita a Pemex Exploración y Producción (PEP), proporcionó la base de datos utilizada para calcular el precio promedio ponderado de petróleo crudo utilizado para su valoración, la cual contiene los números de los comprobantes fiscales digitales por internet (CFDI) de las ventas de exportación y nacionales; el volumen comercializado; el importe en pesos y dólares; los grados API y el contenido de azufre para su clasificación por tipo de crudo (15 tipos), así como los ajustes de los precios de venta de los hidrocarburos por operaciones del ejercicio 2017

(para el DUC y DEXTH) y de años anteriores (sólo para el DEXTH), realizada mediante notas de crédito y débito.

Se verificó que para determinar el precio promedio ponderado del crudo y calcular el DUC y DEXTH, la GECH realizó los procedimientos siguientes:

- a. Dividió el volumen de barriles de petróleo crudo exportados entre el volumen de barriles exportados y comercializados dentro del país, por el precio promedio del barril de petróleo exportado, más el volumen de barriles comercializados dentro del país, entre el volumen de barriles exportados y comercializados dentro del país por el precio promedio del barril de petróleo comercializados en el país. Para determinar el precio promedio del DUC, el volumen referido es acumulado y para el DEXTH, el volumen es mensual.
- b. La aplicación de fórmulas que consideran el volumen de barriles comercializados dentro del país, marcadores internacionales de crudo, Light Louisiana Sweet y Brent, ajustados por el porcentaje de contenido de azufre y clasificados por grados API, establecidas en el acuerdo núm. 02/2015 del 16 de febrero de 2015.

Los precios promedio acumulados por tipo de petróleo crudo determinados y aplicados para el cálculo del DUC, fueron los que resultaron mayores de los procedimientos anteriores, como se detalla a continuación:

PRECIO PROMEDIO ACUMULADOS DEL PETRÓLEO CRUDO
PARA LA DETERMINACIÓN DEL DERECHO POR LA UTILIDAD COMPARTIDA DE ENERO A OCTUBRE, 2017
(Pesos)

Tipo	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre
Súper-ligero amargo	1,221.39	1,211.09	1,211.09	1,211.09	1,211.09	1,211.09	1,211.09	1,211.09	1,211.09	1,211.09
Súper-ligero semi-amargo	1,221.39	1,211.09	1,211.09	1,211.09	1,211.09	1,211.09	1,211.09	1,211.09	1,211.09	1,211.09
Súper-ligero dulce	1,221.39	1,211.09	1,211.09	1,211.09	1,211.09	1,211.09	1,211.09	1,211.09	1,211.09	1,211.09
Ligero amargo	1,112.50	1,105.13	1,101.83	1,075.46	1,064.83	1,042.89	1,024.80	1,012.31	1,004.56	1,004.41
Ligero semi-amargo	1,136.03	1,104.60	1,099.33	1,053.49	1,044.67	1,043.88	975.96	965.97	967.24	974.21
Ligero dulce	1,136.03	1,104.60	1,099.33	1,053.49	1,044.67	1,043.88	975.96	967.86	970.43	980.27
Mediano amargo	1,023.09	982.89	943.72	913.61	892.94	886.39	856.26	860.45	855.08	873.23
Mediano semi-amargo	1,145.49	1,126.74	1,074.89	1,048.18	1,022.30	987.20	966.38	957.65	960.16	970.45
Mediano dulce	1,161.54	1,140.66	1,087.93	1,062.09	1,036.66	1,002.20	981.22	972.39	974.83	984.56
Pesado amargo	948.26	934.37	900.39	873.29	863.58	845.75	834.15	831.77	831.67	842.59
Pesado semi-amargo	907.15	907.15	907.15	907.15	907.15	907.15	907.15	907.15	907.15	907.15
Extra-pesado amargo	948.26	934.37	900.39	873.29	863.58	845.75	834.15	831.77	831.67	842.59

FUENTE: Base de datos de las ventas nacionales y de exportación, marcadores internacionales (Light Louisiana Sweet y Brent) y precios de crudo por clasificación de 2017, proporcionados por PEP.

Los precios promedio mensuales por tipo de petróleo crudo determinados y aplicados para calcular el DEXTH, se presentan a continuación:

PRECIO PROMEDIO MENSUAL DEL PETRÓLEO CRUDO
PARA LA DETERMINACIÓN DEL DERECHO POR EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS DE ENERO A OCTUBRE, 2017
(Pesos)

Tipo	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre
Súper-ligero amargo	1,374.60	1,112.10	1,000.72	987.52	947.31	848.05	867.64	918.71	996.35	1,073.53
Súper-ligero semi-amargo	1,374.60	1,112.10	1,000.72	987.52	947.31	848.05	867.64	918.71	996.35	1,073.53
Súper-ligero dulce	1,374.60	1,112.10	1,000.72	987.52	947.31	848.05	867.64	918.71	996.35	1,073.53
Ligero amargo	1,122.11	1,114.48	1,095.69	970.12	1,013.11	931.95	826.41	914.06	915.74	1,008.05
Ligero semi-amargo	1,221.52	1,083.50	1,061.90	986.99	1,013.11	833.90	865.79	897.48	915.74	1,037.51
Ligero dulce	1,221.52	1,083.50	1,061.90	986.99	1,013.11	833.90	865.79	908.11	915.74	1,037.51
Mediano amargo	1,027.45	964.91	877.38	852.16	841.11	834.56	760.18	885.46	838.46	957.04
Mediano semi-amargo	1,145.49	1,105.29	1,072.99	966.99	925.65	865.34	848.16	897.74	974.88	1,058.48
Mediano dulce	1,161.54	1,116.67	1,073.14	983.13	941.74	892.26	861.82	911.40	988.81	1,067.24
Pesado amargo	992.06	929.46	838.16	786.02	825.46	764.90	756.14	813.97	830.39	1,003.59
Pesado semi-amargo	907.15	929.46	838.16	786.02	825.46	764.90	756.14	813.97	830.39	1,003.59
Extra-pesado amargo	992.06	929.46	838.16	786.02	825.46	764.90	756.14	813.97	830.39	1,003.59

FUENTE: Base de datos de las ventas nacionales y de exportación, marcadores internacionales (Light Louisiana Sweet y Brent) y precios de crudo por clasificación de 2017, proporcionados por PEP.

Se verificó que los precios promedio ponderados informados por la GECH a la Gerencia Fiscal Central para determinar del DUC y DEXTH del ejercicio 2017, se calcularon de conformidad con el artículo 48 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, y el acuerdo núm. 02/2015 del 16 de febrero de 2015.

El precio promedio ponderado del petróleo crudo, se multiplicó por el volumen de producción, con lo que se determinó la valoración del hidrocarburo, como sigue:

VALORACIÓN DEL CRUDO A PARTIR DE LOS PRECIOS PROMEDIOS PONDERADOS
PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS DERECHOS DE EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS Y POR LA
UTILIDAD COMPARTIDA, 2017
(Miles)

Derecho	Extracción de Hidrocarburos		Utilidad Compartida	
	Volumen (Bls)	Valoración (pesos)	Volumen (Bls)	Valoración (pesos)
Enero	62,404.7	68,320,167.3	62,404.7	64,651,716.7
Febrero	56,258.2	56,155,694.7	118,662.9	120,688,769.9
Marzo	62,337.7	57,784,217.7	181,000.6	179,942,502.8
Abril	60,147.0	52,339,004.5	241,147.6	233,064,997.0
Mayo	61,439.4	54,853,550.1	302,587.0	289,542,792.3
Junio	59,021.5	47,520,682.8	361,608.5	341,409,551.1
Julio	60,306.0	48,093,761.4	421,914.5	387,943,189.5
Agosto	58,559.4	49,934,346.3	480,473.9	439,504,343.8
Septiembre	50,693.6	44,571,101.6	531,167.5	485,877,821.5
Octubre	57,933.2	58,888,857.5	589,100.7	543,812,352.8
Noviembre	54,934.7	58,735,295.1	644,035.4	587,038,541.7
Diciembre	56,823.0	61,165,464.0	700,858.4	649,283,450.6

FUENTE: Base de datos de las ventas nacionales y de exportación, marcadores internacionales (Light Louisiana Sweet y Brent) y precios de crudo por clasificación de 2017 y base de datos del volumen de producción total de hidrocarburos del mismo año, proporcionadas por PEP.

Bls: Barriles.

En conclusión, PEP calculó los precios promedio ponderados del crudo y determinó el valor de los hidrocarburos, de conformidad con el artículo 48 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, y los acuerdos núms. 02/2015 y 127/2017 del 16 de febrero de 2015 y 30 de noviembre de 2017.

3. Deduciones para calcular el Derecho por la Utilidad Compartida

De acuerdo con el artículo 40 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, para calcular el Derecho por la Utilidad Compartida (DUC), Petróleos Mexicanos (PEMEX) puede deducir el 100.0% de las inversiones en la exploración, recuperación secundaria y el mantenimiento no capitalizable; el 25.0% de las inversiones en el desarrollo y extracción de yacimientos de petróleo o gas natural, y el 10.0% del monto original de las inversiones en infraestructura de almacenamiento y transporte.

En tanto, en el artículo 41, de la citada ley se establece que las deducciones permitidas por costos y gastos están limitadas por las deducciones máximas siguientes:

- a) El 11.55% del valor anual de los hidrocarburos distintos del gas natural no asociado y sus condensados, extraídos en áreas terrestres, y marítimas con tirante de agua inferior a quinientos metros, o el monto que resulte mayor de entre 8.30 y 6.10 dólares, respectivamente, por barril de petróleo crudo equivalente extraído en el periodo de que se trate.
- b) El 80.0% del valor anual del gas natural no asociado, incluyendo, en su caso, el valor anual de los condensados extraídos de campos de gas natural no asociado.
- c) El 60.0% del valor anual de los hidrocarburos distintos del gas natural no asociado y sus condensados, extraídos en áreas marítimas con tirante de agua superior a quinientos metros y en Paleocanal de Chicontepec.

Por lo anterior, se revisaron los pagos provisionales de enero-septiembre de 2017, con los resultados siguientes:

INTEGRACIÓN DE LAS DEDUCCIONES APLICABLES DE ENERO A SEPTIEMBRE, 2017
(Miles de pesos)

Hidrocarburos extraídos áreas	en	Costos, gastos e inversiones	Deducciones		Diferencia	Estímulo fiscal PEMEX ^{2/}	DEXTH ^{3/}	Total
			Máxima autorizada					
			PEMEX ^{1/}	ASF ^{1/}				
Terrestres		46,536,187.3	12,232,621.8 ^{5/}	11,812,099.6 ^{6/}	420,522.2 ^{7/}	22,993,971.9 ^{4/}	7,947,043.5	11,719,748.7
Marinas con tirante de agua inferior a 500 metros		129,286,761.2	50,581,325.9 ^{5/}	49,623,114.3 ^{6/}	958,211.6 ^{7/}	64,760,086.6 ^{4/}	32,763,967.3	36,369,491.7
Gas natural no asociado		13,118,883.9	13,030,502.6	13,030,502.6	0.0		255,604.2	5,001,614.5
Marinas con tirante de agua superior a 500 metros		7,319,185.4	0.0	0.0			169,493.0	58,476.3
Paleocanal de Chicontepec		16,085,941.9	9,524,822.6	9,252,651.2	272,171.4		1,127,255.5	4,105,132.4
Total		212,346,959.7	85,369,272.9	83,718,367.7	1,650,905.2	87,754,058.5	42,263,363.5	57,254,463.6

FUENTES: Base de datos de costos, gastos e inversiones de PEP, así como declaraciones mensuales de enero-septiembre de 2017.

^{1/} Artículos 41 y 42 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

^{2/} Para las áreas terrestres y marinas con tirante de agua inferior a 500 metros, el importe está integrado por la deducción máxima autorizada ^{1/} o ^{2/} la mayor y

^{3/} El Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DEXTH) efectivamente pagado.

^{4/} Suman 87,754,058.5 miles de pesos.

^{5/} Suman 62,813,947.7 miles de pesos.

^{6/} Suman 61,435,213.9 miles de pesos.

^{7/} Suman 1,378,733.8 miles de pesos.

De lo anterior, se concluye que el monto de la deducción de costos, gastos e inversiones por 212,346,959.7 miles de pesos, no se utilizó para calcular el derecho, ya que superó la deducción máxima autorizada.

Las deducciones aplicadas a los hidrocarburos extraídos se detallan enseguida:

- Para áreas terrestres y marinas con tirante de agua inferior a 500 metros, se utilizó el estímulo fiscal de 87,754,058.5 miles de pesos, ya que fue superior a la deducción máxima autorizada por 62,813,947.7 miles de pesos, calculados por PEMEX; sin embargo, la ASF determinó que el cálculo debió ser de 61,435,213.9 miles de pesos, es decir, 1,378,733.8 miles de pesos menos, conforme a lo establecido en el artículo 42, fracción I, incisos a y b, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. No obstante, dicho cálculo no afectó el pago provisional, ya que no se consideró para su determinación.
- Para las áreas gas natural no asociado se aplicó la deducción máxima autorizada por 13,030,502.6, en cumplimiento de los artículos 41, fracción III, y 42, fracción I, inciso c, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.
- Las áreas marinas con tirante de agua superior a 500 metros no produjeron hidrocarburos, por lo que no aplicó esta deducción.
- En el caso de Paleocanal de Chicontepec PEMEX, se aplicó la deducción máxima autorizada por 9,524,822.6 miles de pesos; sin embargo, la deducción debió ser

9,252,651.2 miles de pesos, es decir, 272,171.4 miles de pesos calculados de más, monto que afectó los pagos provisionales de enero a septiembre.

Las diferencias en las deducciones en las áreas terrestres, marinas con tirante de agua inferior a 500 metros y el Paleocanal de Chicontepec se debieron a que PEMEX consideró el gas natural no asociado y sus condensados extraídos; sin embargo, los artículos 41, fracción I, II, y V, y 42, fracción I, incisos a, b y e, los excluyen.

Además de las deducciones anteriores, PEMEX descontó en las declaraciones mensuales y anual el Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DEXTH), el importe efectivamente pagado de este derecho por 42,263,363.5 miles de pesos, en cumplimiento de los artículos 40, fracción V, y 42, fracción II, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

El 18 de agosto de 2017, se publicó en el Diario Oficial de la Federación el “Decreto por el que se otorgan beneficios fiscales a los contribuyentes que se indican”, en el cual se establece que para dar mayor flexibilidad al régimen fiscal, se otorga un estímulo fiscal respecto del porcentaje aplicable para efectos del límite en el monto de deducción de los costos, gastos e inversiones, establecidos en los artículos 41, fracción I, II, y V, y 42, fracción I, incisos a, b y e, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, en las áreas de asignación, el cual podrá aplicarse en lugar del señalado en la citada ley, y en ningún caso será mayor a los montos siguientes:

- 40.0% del valor anual de los hidrocarburos distintos del gas natural no asociado y sus condensados, extraídos en áreas terrestres;
- 35.0% del valor anual de los hidrocarburos distintos del gas natural no asociado y sus condensados, extraídos en áreas marítimas con tirante de agua inferior a 500 metros;
- 85.0 % del valor anual del gas natural no asociado incluyendo, en su caso, el valor anual de los condensados extraídos de campos de gas natural no asociado;
- 75.0 % del valor anual de los hidrocarburos distintos del gas natural no asociado y sus condensados, extraídos en el Paleocanal de Chicontepec.

Asimismo, para aplicar los estímulos del decreto, la autoridad competente deberá emitir resolución favorable a la solicitud de validación que le presenten los asignatarios durante el primer trimestre del ejercicio que corresponda. Dicha solicitud deberá contener los requisitos establecidos para ello.

El 11 de octubre de 2017, la Subdirección de Administración del Portafolio de Exploración y Producción de Pemex Exploración y Producción (PEP) solicitó a la Unidad de Política de Ingresos no Tributarios de la Subsecretaría de Ingresos, adscrita a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), la autorización de 21 áreas de asignación para aplicar los estímulos fiscales previstos en el decreto.

El 17 de octubre de ese ejercicio, la Unidad de Política de Ingresos no Tributarios otorgó a PEP su aprobación para que las asignaciones incluidas en la solicitud de validación se incorporen al nuevo régimen fiscal, en cumplimiento del artículo quinto del Decreto.

Por lo anterior, se revisaron las deducciones aplicadas en octubre, noviembre y diciembre de 2017, con los resultados siguientes:

DEDUCCIONES AUTORIZADAS DE OCTUBRE A DICIEMBRE DE 2017

(Miles de pesos)

Hidrocarburos extraídos en áreas	Deducciones determinadas		Diferencia
	PEMEX	ASF	
Áreas terrestres	36,827,245.5	36,827,245.5	0.0
Áreas marinas con tirante de agua inferior a quinientos metros	126,150,113.1	126,150,113.1	0.0
Gas natural no asociado	17,283,858.9	17,283,858.9	0.0
Áreas marinas con tirante de agua superior a quinientos metros	225,494.8	225,494.8	0.0
Paleocanal de Chicontepec	14,479,549.7	14,124,218.5	355,331.2 ^{2/}
Áreas terrestres ^{1/}	7,845,730.1	7,717,060.2	128,669.9
Áreas marinas con tirante de agua inferior a quinientos metros ^{1/}	13,519,007.1	13,266,167.1	252,840.0
Gas natural no asociado ^{1/}	<u>251,087.3</u>	<u>251,087.3</u>	<u>0.0</u>
Total	216,582,086.5	215,845,245.4	736,841.1

FUENTE: Información proporcionada por PEMEX.

^{1/} Asignaciones autorizadas por la SHCP conforme al Decreto publicado el 18 de agosto de 2017.^{2/} Monto que incluye la diferencia de 272,171.4 miles de peso de deducciones de enero-septiembre de 2017, debido a que son cifras acumuladas.

Se determinó una diferencia de 736,841.1 miles de pesos, que PEMEX dedujo de más, que resultó de la comparación de los 216,582,086.5 miles de pesos calculados por la entidad, con los 215,845,245.4 miles de pesos determinados por la ASF. Además, la diferencia se integró por 355,331.2 miles de pesos correspondiente al Paleocanal de Chicontepec; 128,669.9 miles de pesos, a las áreas terrestres, y 252,840.0 miles de pesos, a las áreas marinas con tirante de agua inferior a 500 metros, en los términos que establecen los artículos 41, fracciones I, II, y V, y 42, fracción I, incisos a, b y e, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, así como del artículo segundo y tercero, fracciones I, II y IV del Decreto por el que se otorgan beneficios fiscales a los contribuyentes que se indican, publicado el 18 de agosto de 2017.

En el transcurso de la auditoría y con motivo de la intervención de la Auditoría Superior de la Federación (ASF), mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0876/2018 del 9 de octubre de 2018, la Auditoría Interna de PEMEX proporcionó el oficio núm. DCF-SUCOFI.GFC-1423-2018 del 8 de octubre de 2018 mediante el cual la Gerencia Fiscal Central de PEMEX informó lo siguiente:

“Se revisó tanto la información enviada por las diferentes áreas que proveen insumos al área fiscal de PEP, como los papeles de trabajo y la declaración presentada al SAT por el ejercicio 2017, donde se observó que en las 70 asignaciones que motivaron la diferencia determinada por la ASF en 736,841.1 miles de pesos en el cálculo del monto máximo de deducciones (51 asignaciones del Paleocanal de Chicontepec, 9 de áreas terrestres y 10 de áreas marinas con tirante de agua inferior a quinientos metros), en realidad no registran producción de gas natural no asociado y sus condensados.

“El concepto declarado por PEP como gas natural no asociado y sus condensados, en las regiones observadas por la ASF de Paleocanal de Chicontepec, áreas terrestres y áreas marinas con tirante de agua inferior a quinientos metros, obedece a un error, ya que la producción obtenida en 2017 de dichas asignaciones corresponde a condensados de gas natural asociado.

“Con motivo de la comprobación realizada por PEP, se considera que el error de declarar incorrectamente gas natural no asociado y sus condensados cuando en realidad corresponde a gas asociado y sus condensados, en las regiones observadas por la ASF, deriva en las diferencias determinadas de 736,841.1 miles de pesos en el cálculo del monto máximo de deducciones.

“PEP corrigió el error en el llenado de la declaración del DUC, y el 8 de octubre de 2018 presentó una declaración complementaria por el ejercicio fiscal 2017, en la que modificó los renglones en los que se manifestó gas natural no asociado y sus condensados incorrectamente, y las cantidades se sumaron al valor del petróleo, gas natural asociado y sus condensados extraídos.

“En adición a lo anterior, en la declaración complementaria presentada también se modificaron los renglones 1 y 2 correspondientes a las regiones de ‘áreas terrestres’ y ‘áreas marinas con tirante de agua inferior a quinientos metros’, debido a que presentaban el mismo error de considerar condensados de gas asociado como valor de gas natural no asociado y sus condensados.

Con el análisis de la información y documentación proporcionada por la Gerencia Fiscal Central de PEMEX, se atiende lo observado.

En conclusión:

En el cálculo de las deducciones se determinó una diferencia de 736,841.1 miles de pesos, que PEMEX dedujo de más, que se debió a que consideró el gas natural no asociado y sus condensados extraídos; sin embargo, los artículos 41, fracción I, II, y V, y 42, fracción I, incisos a, b y e, los excluyen. En el transcurso de la auditoría y con motivo de la intervención de la ASF, la Gerencia Fiscal Central de PEMEX informó que la diferencia se debió a un error en el llenado del formato de la declaración, al considerar el valor del gas natural no asociado y sus condensados cuando en realidad corresponden a gas asociado y sus condensados, por lo cual presentó el 8 de octubre de 2018 la declaración complementaria del DUC del ejercicio fiscal 2017 en la cual corrigió las deducciones de los costos, gastos y las inversiones de enero a diciembre de 2017, aplicadas a los hidrocarburos extraídos para áreas terrestres y marinas, con tirante de agua inferior a 500 metros, sin que afectara el cálculo del pago del DUC.

4. Cálculo, presentación y pago del Derecho de Extracción de Hidrocarburos

Para determinar el pago mensual del Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DEXTH), al valor de los hidrocarburos, petróleo crudo, gas natural asociado y no asociado, así como a los condensados, extraídos en el mes, se aplicaron las tasas actualizadas por tipo de hidrocarburo y precio, con base en las fracciones I, II y III del artículo 44 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, y consideraron las variaciones del índice de Precios al Productor de Estados Unidos de América, establecidos en los “LINEAMIENTOS para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera de los contratos, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos” publicados en el Diario Oficial de la Federación el 28 de noviembre de 2016.

Por lo anterior, se verificó el cálculo del DEXTH que realizó Pemex Exploración y Producción (PEP), por 58,523,125.0 miles de pesos, como sigue:

DERECHO DE EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS, 2017
(Miles de pesos)

Mes	Derecho por tipo de hidrocarburo				Total
	Petróleo crudo	Gas natural		Condensados	
		Asociado	No asociado		
Enero	5,670,889.7	265,188.8	11,689.4	77,104.8	6,024,872.7
Febrero	4,472,783.3	424,098.8	23,384.2	88,952.6	5,009,218.9
Marzo	4,644,659.9	385,660.4	20,921.9	88,099.1	5,139,341.3
Abril	4,130,490.7	200,529.3	6,828.4	61,299.4	4,399,147.8
Mayo	4,339,465.7	254,471.1	15,069.3	68,163.9	4,677,170.0
Junio	3,597,336.9	312,880.7	18,099.0	80,834.7	4,009,151.3
Julio	3,672,596.1	313,460.5	17,756.1	74,960.6	4,078,773.3
Agosto	3,891,763.7	284,517.6	16,590.7	71,321.8	4,264,193.8
Septiembre	3,566,562.4	273,924.5	18,350.4	66,731.6	3,925,568.9
Octubre	5,077,063.0	301,055.2	20,330.3	77,325.4	5,475,773.9
Noviembre	5,262,544.0	267,159.4	17,862.9	72,393.6	5,619,959.9
Diciembre	<u>5,473,129.2</u>	<u>327,800.2</u>	<u>20,779.2</u>	<u>78,244.6</u>	<u>5,899,953.2</u>
Total	53,799,284.6	3,610,746.5	207,661.8	905,432.1	58,523,125.0

FUENTE: Base de datos del volumen de producción total de crudo de 2017, proporcionada por PEMEX; base de datos de las ventas nacionales y de exportación, marcadores internacionales (Light Louisiana Sweet y Brent), y precios de crudo por clasificación de 2017, proporcionados por PEP.

Los 58,523,125.0 miles de pesos del DEXTH se enteraron al Servicio de Administración Tributaria mediante 29 declaraciones del ejercicio de 2017, que incluyeron 12 normales y 17 complementarias.

La Gerencia Fiscal Central de PEMEX informó que las declaraciones complementarias se originaron por modificaciones en los volúmenes de producción y precios; la clasificación que deben tener respecto de los grados por API y el contenido de azufre que da el tipo de crudo; las consideraciones sobre los factores de poder calorífico por campo del mes para los condensados, y la aplicación del “Acuerdo por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de las Reglas de carácter general para definir los métodos de ajuste del valor de los hidrocarburos de los derechos sobre hidrocarburos”, publicado el 30 de noviembre del 2017, en el que se establecieron nuevas metodologías para determinar los precios y la nueva clasificación del gas, lo que motivó a la Subgerencia Fiscal recalcular el derecho, por lo que presentó las declaraciones complementarias del ejercicio 2017, en marzo de 2018.

Se constató que se obtuvieron saldos a favor en las declaraciones complementarias “1” de noviembre de 2017 por 9,469.4 miles de pesos, y de diciembre de ese año por 9,780.8 miles de pesos. Al respecto, el 27 de agosto de 2018, la Subgerencia Fiscal de PEMEX presentó un aviso de compensación y aplicó los saldos a favor de noviembre y diciembre 2017, contra el pago del DEXTH de julio 2018.

Los pagos del derecho se realizaron mediante transferencias electrónicas al Fondo Mexicano del Petróleo, más actualizaciones por 43,639.0 miles de pesos y recargos por 100,958.7 miles de pesos.

En conclusión, se verificó que el DEXTH reportado en las declaraciones del ejercicio 2017 se calculó y transfirió al Fondo Mexicano del Petróleo, de conformidad con la normativa.

5. Cálculo de los derechos, pago y presentación de las declaraciones del Derecho por Utilidad Compartida

Para calcular el Derecho por la Utilidad Compartida (DUC), al valor de la producción determinada del petróleo crudo, gas natural y condensados se le disminuyeron las deducciones autorizadas (límite de deducciones de costos, gastos e inversiones relacionados con los hidrocarburos), establecidas en los artículos 40, 41 y 42 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, con lo cual se determinó la base gravable, a la que se le aplicó la tasa del 67.5% y, se obtuvo un derecho causado de 372,902,629.0 miles de pesos.

Se constató que en el ejercicio fiscal 2017, Pemex Exploración y Producción (PEP) presentó al Servicio de Administración Tributaria (SAT) 37 declaraciones del DUC, 36 mensuales y una anual, conformadas por 13 normales y 24 complementarias; los pagos se realizaron al Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, de conformidad con el artículo 52, párrafo tercero, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

Se verificaron los pagos provisionales mensuales acumulados del DUC que realizó PEP, y se determinaron diferencias a favor de la entidad por 17.8 miles de pesos en febrero; 723.0 miles de pesos, en marzo, y 1,833.2 miles de pesos, de abril a diciembre de 2017.

Los pagos provisionales efectuados por PEP totalizaron 377,192,377.0 miles de pesos, y los determinados por la ASF, 377,194,210.2 miles de pesos, de lo que resultó la diferencia de 1,833.2 miles de pesos.

Al respecto, la Subgerencia Fiscal de PEP aclaró que “en el ejercicio de 2017, específicamente en los meses de febrero, marzo y abril, existen saldos a favor en el DUC, por lo que se presentará aviso de compensación de los saldos a favor, así como la información correspondiente en la declaración mensual...”.

Petróleos Mexicanos (PEMEX) presentará el aviso de compensación de saldos al Servicio de Administración Tributaria, por ser la autoridad fiscal que lo autoriza, en cumplimiento del artículo 23 del Código Fiscal de la Federación.

En el transcurso de la auditoría y con motivo de la intervención de la Auditoría Superior de la Federación, mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0876/2018 del 9 de octubre de 2018, la Auditoría Interna de PEMEX proporcionó el oficio núm. DCF-SUCOFI.GFC-1423-2018 del 8 de octubre de 2018, mediante el cual la Gerencia Fiscal Central de PEMEX informó que comprobó la diferencia de 1,833.2 miles de pesos en sus papeles de trabajo, y el 8 de octubre de 2018, presentó la declaración complementaria “1” anual del DUC de 2017, a la que incorporó los 1,833.2 miles de pesos, con lo cual el saldo a favor de 4,289,748.0 miles de pesos se incrementó a 4,291,581.2 miles de pesos; esta diferencia la compensará con algún pago provisional que realice en forma posterior.

Con el análisis de la información y documentación proporcionada por la Gerencia Fiscal Central de PEMEX, relativa a la presentación de la declaración complementaria anual de 2017 de los 1,833.2 miles de pesos a favor de PEMEX, se atiende lo observado.

6. Calibración y mantenimiento de equipos de medición

Para verificar que los equipos de medición utilizados para cuantificar el volumen de petróleo crudo y gas natural se calibraron y recibieron mantenimiento, se seleccionaron siete equipos, pertenecientes a la Subdirección de Producción Bloques Sur antes Subdirección de Producción Región Sur de Pemex Exploración y Producción (PEP), debido a que no habían sido revisados en cuentas públicas anteriores, y se ubicaron en los campos con mayor producción. Se revisaron los certificados o dictámenes de calibración de los equipos de medición del Activo Integral de Producción Bloque S02, antes Samaria-Luna, como sigue:

MUESTRA DE EQUIPOS DE MEDICIÓN DE PETRÓLEO CRUDO Y GAS
ACTIVO INTEGRAL DE PRODUCCIÓN BLOQUE S02 (ANTES SAMARIA-LUNA), 2017

Núm. m.	Asignación	Campo	Tipo de fluido	Identificador del sistema de medición	Tipo de medidor	Modelo	Núm. serie	Identificador
1	A-0296 Samaria	Samaria	Petróleo	MRA-APSL-BSSAMII-1	Coriolis	83F1F-CAASABPEBBAA	93006102000	FIT-223A
2	A-0296 Samaria	Samaria	Petróleo	MRA-APSL-BSSAMII-2	Coriolis	83F1F-CAASABPEBBAA	93006202000	FE-223B
3	A-0296 Samaria	Samaria	Petróleo	MRA-APSL-BSSAMII-3	Coriolis	83F1F-CAASABPEBBAA	93006002000	FE-223C
4	A-0296 Samaria	Samaria	Petróleo	MTCA-APSL-PDSAMII	Ultrasónico	38040605S01M1080-1111AAAA1111A	07-500105	FT-101
5	A-0114 Cunduacán	Cunduacán	Gas	MRG-APSL-BSCUN-PO-1	Placa de Orificio 20"Ø Fitting	011C	05310079	FE-1010
6	A-0114 Cunduacán	Cunduacán	Gas	TC-APSL-CCUN-MU-01	Ultrasónico	3051S1CG5A2A11A1ADA2DOE5L2M5Q8T1Q15 / 0305RC23B11BB4L4	07-360315	FE/FT-300A
7	A-0114 Cunduacán	Cunduacán	Gas	TC-APSL-CCUN-MU-02	Ultrasónico	FL600-4-P-3D24CL0600SC0080RFZ4-52-1DC2414	11408591	FE/FT-150

FUENTE: Base de datos de los medidores de la Subdirección de Producción Bloques Sur de PEP, vigente en 2017.

A) Equipos de medición de petróleo

Calibración

De cuatro medidores de petróleo, la Subdirección de Producción Bloques Sur proporcionó el certificado de calibración del 22 de diciembre de 2017, del equipo de medición tipo ultrasónico clasificado como de "Transferencia de custodia"¹, con identificador núm. FT-101, emitido por un laboratorio acreditado por la Entidad Mexicana de Acreditación. Se constató que el número de identificador coincidió con el consignado en el "Censo e Inventario del Sistema de Medición (Aceite) con Medidor Ultrasónico" del Activo Integral de Producción Bloque S02, antes Samaria-Luna.

¹ Transferencia de custodia: Se refiere al uso de sistemas de instrumentación que permiten asegurar que la cantidad de un producto transferido entre dos o más partes sea la exigida por el contrato entre dichas partes, recibiendo exactamente la mercancía por la que se ha pagado.

Respecto de los tres medidores restantes clasificados de acuerdo con la operación del sistema de medición como de “referencia”², con identificadores núms. FIT-223A, FE-223B y FE-223C, se informó que no se calibraron, ya que son medidores de referencia (operativos).

Mantenimiento

Se revisaron el Programa anual de mantenimiento 2017, de los equipos dinámicos de medición de petróleo crudo de la asignación núm. “A-0296 Samaria”, y los reportes de las órdenes del mantenimiento preventivo trimestral y anual. Se constató que se realizó la limpieza general de los equipos interna y externa; se verificó el cableado, corrosión, voltajes, estática y diferencial, la operación del reloj; se aplicó pintura y grasa; se lubricaron las válvulas; se revisaron los cartuchos o se cambiaron; se reapretaron los tornillos; se aspiró el polvo; se realizaron pruebas de funcionamiento; y se eliminaron los puntos de humedad. Estas actividades se realizaron en los periodos establecidos en el programa.

B) Equipos de medición de gas

Calibración

En el caso de tres medidores de gas, uno tipo Placa de Orificio con identificador núm. FE-1010, clasificado como de referencia, y dos tipos “ultrasónico”, clasificados como de transferencia de custodia, con identificadores núms. FE/FT-300A y FE/FT-150, la Subdirección de Producción Bloques Sur informó que de acuerdo con los “Lineamientos Técnicos en Materia de Hidrocarburos núm. CNH.E.32/15”, y el “Plan Rector para la Medición de Hidrocarburos en PEP 2016-2020”, PEP gestionó el convenio modificatorio núm. 4 para ampliar el monto y plazo del contrato núm. 425012822 para los “Servicios de Calibración a los Sistemas de Medición al Aceite Crudo en la Región Sur”, adjudicado a una compañía; sin embargo, durante 2017 no se calibraron los equipos de medición de gas, debido a recortes presupuestales, en infracción de los artículos 26 y 68 de la Ley sobre Metrología y Normalización, así como los numerales 8.1.3 y 8.4.3., apartado “Desarrollo”, de la norma de referencia “Equipos de Medición y Servicios de Metrología” núm. NRF-111-PEMEX-2012, vigentes en 2017, los cuales establecen la obligación de calibrar los equipos de medición por cuenta de un laboratorio acreditado.

Mantenimiento

La Subdirección de Producción Bloques Sur informó que los medidores de gas tipo ultrasónico con identificadores núms. FE-1010, FE/FT-300A y FE/FT-150 no tienen un programa de mantenimiento, ya que carecen de un contrato que provea las refacciones de los equipos, como transductores y electrónica, por lo que está realizando la contratación consolidada plurianual núm. 56345, cuyo objeto es la “adquisición de refacciones para instrumentos de medición marca Daniel para los Activos de Producción de la Subdirección de Producción Bloques Sur”. El Activo Integral de Producción Bloque S02, antes Samaria-Luna, está integrando los documentos técnicos para el análisis de mercado; sin embargo, el mantenimiento se realiza por personal de PEP, por lo cual entregó el reporte de mantenimiento preventivo anual que realizó el 20 de junio de 2017, relativo a un medidor de

² Medidor de referencia: Cuantifica el volumen o masa y determinación de la calidad de los hidrocarburos, que es comparada y utilizada con datos procedentes de otros Sistemas de Medición con menor incertidumbre de medida, a fin de establecer los principios de cómo determinar los valores producidos.

placa de orificio (Fitting), con identificador núm. FE-1010. Cabe señalar que en el reporte no se indicaron qué tipo de actividades de mantenimiento se realizaron; sólo se informó que el registrador de flujo no existe, el transmisor indicador multivariable está dañado, y el elemento de temperatura es funcional. Los medidores con identificadores núms. FE/FT-300A y FE/FT-150, no recibieron mantenimiento en 2017.

Finalmente, se comparó la base de datos del “Censo equipos del sistema de medición Cunduacán”, con la del “Censo e inventario de la Batería de Separación Cunduacán”. Se constató que en la base de datos se registraron los identificadores núms. FE/FT-300A y FE/FT-150 con el dato de medidor tipo Placa de Orificio, pero no contienen la marca, el modelo, ni el número de serie ni de identificador.

En conclusión:

- En 2017, no se calibraron tres medidores de gas, con identificadores núms. FE-1010, FE/FT-300A y FE/FT-150, debido a recortes presupuestales.
- En el reporte de mantenimiento del medidor de gas tipo ultrasónico, con identificador núm. FE-1010, no se indica el tipo de actividades de mantenimiento que realizaron; los medidores con identificadores núms. FE/FT-300A y FE/FT-150 no recibieron mantenimiento.
- En el “Censo e inventario de la Batería de Separación Cunduacán” se incluyeron los identificadores núms. FE/FT-300A y FE/FT-150, con el dato de medidor con Placa de Orificio, pero carecen de la marca, el modelo, el número de serie y de identificador.

En el transcurso de la auditoría y con motivo de la intervención de la ASF, mediante los oficios núms. CA/COMAUD/AI/GEIR/0782/2018 del 21 de septiembre de 2018 y CA/COMAUD/AI/GEIR/0841/2018 del 2 de octubre de 2018, la Auditoría Interna de PEMEX proporcionó información de la Subdirección de Producción Bloques Sur, antes Subdirección de Producción Región Sur, de PEP con la cual comunicó lo siguiente:

- Respecto de la calibración de los equipos de medición utilizados para cuantificar los volúmenes de gas en 2017, el 13 de septiembre de 2018 el Activo Integral de Producción Bloque S03, antes Activo de Producción Macuspana-Muspac, remitió a la Gerencia de Contrataciones para Producción de PEP, la solicitud de contratación y análisis de mercado de la iniciativa núm. 56785, cuyo objeto es el “Servicio de Calibración a los Sistemas de Medición de Aceite Crudo y Gas, para los Activos Integrales de Producción de la Subdirección de Producción Bloques Sur” (Activos Integrales de Producción Bloques S01, S02, S03 y S04), con un plazo de 848 días naturales y una vigencia al 31 de noviembre de 2021, para acreditar dichas actividades, proporcionó la justificación del requerimiento de contratación, la solicitud de pedido, el oficio de designación del administrador del proyecto y los anexos técnicos; además, informó que se estimaría que el contrato se formalice en febrero de 2019 conforme al cronograma de la iniciativa.
- Con el fin de dar mantenimiento a los equipos de medición utilizados para cuantificar los volúmenes de gas, el Activo Integral de Producción S01, antes Activo de Producción Bellota-Jujo, presentó la “Solicitud de Contratación de Bienes” multianual núm. 11713502 del 6 de septiembre de 2018, a la Gerencia de Contrataciones para Producción de PEP, la cual contiene la descripción de los bienes, la ubicación, las áreas solicitantes, los usuarios y plazo, del 12 de noviembre de 2018 al 31 de diciembre de 2021, por la “Adquisición de refacciones

para instrumentos de medición para los Activos de Producción de la Subdirección de Producción Bloques Sur”, con un monto estimado de 30,683.2 miles de pesos.

– Por lo que corresponde a la inclusión en el “Censo e inventario de la Batería de Separación Cunduacán” de los identificadores núms. FE/FT-300A y FE/FT-150, así como del tipo de medidores ultrasónicos, la marca, el modelo, el número de serie y de identificador, la subdirección citada proporcionó el oficio del 2 de agosto de 2018, mediante el cual envió a la Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial de PEP el censo actualizado.

Con el análisis de la información y documentación proporcionada por la Subdirección de Producción Bloques Sur, antes Subdirección de Producción Región Sur, referente a la contratación de servicios de calibración a noviembre de 2021, para el mantenimiento de los equipos de medición, así como la actualización del censo e inventario de la Batería de Separación Cunduacán, se solventa lo observado.

7. Registro y presentación en la Cuenta Pública

En el apartado V “Ingresos derivados de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (FMP)”, de los Ingresos Presupuestarios de los Resultados Generales de la Cuenta Pública 2017, se reportaron 56,817,362.1 miles de pesos del Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DEXTH), y 379,571,986.3 miles de pesos del Derecho por la Utilidad Compartida (DUC), que formaron parte de los recursos asignados al FMP en ese año.

En los estados financieros dictaminados de Pemex Exploración y Producción (PEP) se reportaron 58,523,125.0 miles de pesos del DEXTH, y 372,902,629.0 miles de pesos del DUC, los cuales se conciliaron con los derechos presentados en Cuenta Pública 2017, como sigue:

CONCILIACIÓN DEL DEXTH Y DEL DUC PRESENTADOS EN LA CUENTA PÚBLICA
CON LOS PRESENTADOS EN LOS ESTADOS FINANCIEROS DICTAMINADOS DE PEP, 2017
(Miles de pesos)

Concepto	DEXTH		DUC	
	Parcial	Total	Parcial	Total
Derechos reportados en Cuenta Pública		56,817,362.1		379,571,986.3
Menos:		5,219,035.7		40,719,193.5
Derechos de diciembre 2016, pagados en enero 2017.	4,494,351.7		31,632,892.4	
Diferencias de derechos de 2016, pagados mediante declaraciones complementarias en 2017.	723,832.0		4,796,308.9	
Actualizaciones y recargos.	852.0		244.2	
Saldo a favor de 2017.	<u>0</u>		<u>4,289,748.0</u>	
Más:		6,924,798.6		34,049,836.2
Derechos de diciembre 2017, pagados en 2018.	5,899,953.3		30,967,765.1	
Diferencias de derechos de 2017, pagados mediante declaraciones complementarias en 2018.	1,024,836.4		895,108.0	
Actualizaciones y compensaciones de 2017.	<u>8.9</u>		<u>2,186,963.1</u>	
Derechos presentados en los estados financieros de PEP		<u>58,523,125.0</u>		<u>372,902,629.0</u>

FUENTE: Cuenta Pública y estados financieros dictaminados de PEP, 2017.

Los 56,817,362.1 miles de pesos del DEXTH presentados en la Cuenta Pública de 2017, se integraron por 51,598,326.4 miles de pesos del pago de los derechos causados de enero a noviembre de 2017, más 5,218,183.7 miles de pesos de los derechos del ejercicio de 2016, y 852.0 miles de pesos de actualizaciones y recargos, todos pagados en 2017.

Los 379,571,986.3 miles de pesos del DUC se conformaron por 343,142,540.8 miles de pesos de los derechos del ejercicio de 2017, causados de enero a noviembre de ese año; 36,429,201.3 miles de pesos de los derechos del ejercicio 2016, pagados en 2017, así como 244.2 miles de pesos de actualizaciones y recargos.

Los importes del DEXTH y DUC determinados y pagados se registraron en el Sistema de Aplicaciones y Productos en Procesamiento de Datos (SAP), y en las cuentas establecidas en la "Lista de cuentas de contabilidad de la Gerencia de Contabilidad Central de la Dirección Corporativa de Finanzas de Petróleos Mexicanos", vigente en 2017.

En conclusión, los montos reportados en la Cuenta Pública 2017, por 56,817,362.1 y 379,571,986.3 miles de pesos, correspondientes al DEXTH y al DUC, se conciliaron con los presentados en los estados financieros dictaminados de PEP de ese año, sin que se determinaran inconsistencias; además, se registraron en las cuentas establecidas en la Lista de cuentas de contabilidad vigente.

8. Procedimiento para el cálculo del Derecho por la Utilidad Compartida y del Derecho de Extracción de Hidrocarburos

Para presentar las declaraciones mensual y anual de los derechos por la Utilidad Compartida (DUC) y de Extracción de Hidrocarburos (DEXTH), la Gerencia Fiscal Central de la Dirección Corporativa de Finanzas de Petróleos Mexicanos (PEMEX) aplicó el "Procedimiento Institucional para el cálculo del Derecho por la Utilidad Compartida (DUC)" y el "Procedimiento Institucional para el cálculo del Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DEXTH)", los cuales se elaboraron, revisaron y aprobaron en octubre de 2016.

Se comprobó que los procedimientos mencionados, vigentes en el ejercicio 2017, fueron aplicados por áreas que, en su mayoría, no coincidieron con las señaladas en el Estatuto Orgánico vigente de PEMEX; además, el procedimiento "SIBH-Sistema de Información de Balances de Hidrocarburos", utilizado para calcular el DUC y DEXTH se modificó durante 2017, para cumplir con las características requeridas en la normativa vigente, y se sustituyó por el "SIIP-Sistema Integral de Información de Producción".

Al respecto, la Gerencia Fiscal Central informó que los procedimientos institucionales que regulan las actividades para calcular el DUC y DEXTH, así como las áreas responsables de aplicarlos, se actualizaron en el documento "Políticas y Procedimientos del Proceso Fiscal de Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y, en su caso Filiales", que está en proceso de sanción jurídica por parte de la Gerencia de Promoción y Desarrollo del Control Interno adscrita a PEMEX, en cumplimiento del inciso "a", numeral I.3.3., Sección I, del Título 2, de las "Políticas y Lineamientos del Proceso Regulatorio en Petróleos Mexicanos", en el cual se establece que los proyectos normativos deberán remitirse a la Unidad de Control Interno Institucional.

En conclusión, los procedimientos institucionales que regulan las actividades para calcular el DUC y DEXTH, así como las áreas responsables de aplicarlos, se actualizaron en el documento

“Políticas y Procedimientos del Proceso Fiscal de Petróleos Mexicanos, Empresas Productivas Subsidiarias y, en su caso Filiales”, el cual se encuentra en proceso de sanción jurídica por parte de la Gerencia de Promoción y Desarrollo del Control Interno de PEMEX, de conformidad con su normativa.

Resumen de Observaciones y Acciones

Se determinaron 4 observaciones las cuales fueron solventadas por la entidad fiscalizada antes de la integración de este informe.

Dictamen

El presente se emite el 16 de octubre de 2018, 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 y presentación en la Cuenta Pública de los derechos se ajustaron a las disposiciones 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, Petróleos Mexicanos, Pemex Transformación Industria y Pemex Logística cumplieron con las disposiciones legales y normativas relativas a la valoración de los hidrocarburos extruidos, el cálculo de las deducciones y del derecho por la utilidad compartida, su pago y presentación de las declaraciones, su registro contable y prestación en los estados financieros, así como la calibración y mantenimiento de los equipos de medición utilizados para la cuantificación de los hidrocarburos.

Servidores públicos que intervinieron en la auditoría:

Director de Área

Director General

C.P. Jesús Caloca Moreno

Lic. Rubén Medina Estrada

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 determinados por la Auditoría Superior de la Federación y que se presentó a este órgano técnico de fiscalización para efectos de la elaboración definitiva del Informe General Ejecutivo del Resultado de la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública.

Apéndices

Procedimientos de Auditoría Aplicados

1. Verificar la integración de los volúmenes de petróleo, gas natural y condensado utilizados para valorar y calcular los derechos de Extracción de Hidrocarburos, y por la Utilidad Compartida.
2. Verificar que la valoración de la producción del petróleo crudo, gas natural y condensados se ajustó a la normativa.
3. Verificar que las deducciones aplicadas para calcular el Derecho por la Utilidad Compartida cumplieron con la normativa.
4. Verificar el cálculo de los Derechos de Extracción de Hidrocarburos, y por la Utilidad Compartida; su pago y presentación de las declaraciones en los plazos establecidos, así como el pago de accesorios.
5. Comprobar que los equipos de medición utilizados para cuantificar el volumen de petróleo crudo, gas natural y condensados se calibraron y recibieron mantenimiento.
6. Comprobar que el registro contable de los derechos de Extracción de Hidrocarburos y Utilidad Compartida, así como su presentación en la Cuenta Pública se ajustaron a las disposiciones legales y normativas.

Áreas Revisadas

La Subgerencia Fiscal, Exploración y Producción de la Gerencia Fiscal Central de la Subdirección de Contabilidad y Fiscal, así como la Gerencia de Operación y Control Financiero Exploración y Producción de la Subdirección de Coordinación Financiera de Empresas Productivas Subsidiarias, adscritas a la Dirección Corporativa de Finanzas, ambas de Petróleos Mexicanos; las gerencias de Coordinación de Operaciones, de Estrategias Comerciales de Hidrocarburos, de Comercialización de Hidrocarburos y Contratos, de Coordinación de Operaciones de la Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial, de Cumplimiento Regulatorio de Exploración y Producción de la Subdirección de Aseguramiento Tecnológico y el Activo Integral de Producción Bloque S02 de la Subdirección de Producción Bloques Sur, antes Subdirección de Producción Región Sur, adscritas a Pemex Exploración y Producción.