

**Pemex-Exploración y Producción****Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos**

Auditoría Financiera y de Cumplimiento: 12-1-18T4L-02-0040

DE-162

***Criterios de Selección***

Esta auditoría se seleccionó con base en los criterios cuantitativos y cualitativos establecidos en la Normativa Institucional de la Auditoría Superior de la Federación para la integración del Programa Anual de Auditorías para la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2012, considerando lo dispuesto en el Plan Estratégico de la ASF 2011-2017.

***Objetivo***

Fiscalizar la gestión financiera para comprobar que el derecho se calculó, enteró, registró en la contabilidad y presentó en la Cuenta Pública, de conformidad con las disposiciones legales y normativas.

***Alcance***

	<b>INGRESOS</b>
	Miles de Pesos
Universo Seleccionado	778,333,273.0
Muestra Auditada	778,333,273.0
Representatividad de la Muestra	100.0%

El importe revisado correspondió a los pagos realizados por Petróleos Mexicanos por los derechos Ordinario sobre Hidrocarburos (DOSH), para la Investigación Científica y Tecnológica en Materia de Energía (DEIME), para la Fiscalización Petrolera (DEFIPE) y para Regular y Supervisar la Exploración y Explotación de Hidrocarburos (DRSEEH), por 769,480,874.1; 8,440,789.0; 41,457.0, y 370,152.9 miles de pesos, respectivamente, reportados en el Estado Analítico de Ingresos de la Cuenta Pública 2012.

***Antecedentes***

De conformidad con los artículos 254, 254 Bis, 254 Ter, 254 Quáter, 255, 256, 257 Bis, 257 Ter, 257 Quáter y 257 Quintus de la Ley Federal de Derechos, Petróleos Mexicanos tiene la obligación fiscal de pagar los derechos Ordinario sobre Hidrocarburos (DOSH), para la Investigación Científica y Tecnológica en Materia de Energía (DEIME), para la Fiscalización Petrolera (DEFIPE), sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización (DSHFE), sobre Extracción de Hidrocarburos (DSEH), Especial sobre Hidrocarburos (DESH), Adicional sobre Hidrocarburos (DASH) y para Regular y Supervisar la Exploración y Explotación de Hidrocarburos (DRSEEH). Para determinar la base gravable de esos derechos se utiliza el volumen de extracción de petróleo crudo y gas natural que se reporta en el Sistema Nacional de Información de Producción (SNIP), que se desagrega para cada régimen por campos en el Sistema de Información de Balance de Hidrocarburos (SIBH) de acuerdo con el catálogo oficial de campos, como sigue:

DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ACUERDO CON EL CATÁLOGO OFICIAL DE CAMPOS, 2012

Derecho	Clasificación (Ley Federal de Derechos)	Régimen	Núm. de campos <sup>1/</sup>
DOSH y DSHFE	254	General	564
	257 Bis, fracción IV	Marginal (producción base)	96
DSEH, DESH y DASH	257 Bis, fracción I	Paleoanal de Chicontepec	38
	Campos del Paleoanal de Chicontepec		
	257 Bis, fracción II	Segregados del Paleoanal de Chicontepec	28
	Campos Segregados del Paleoanal de Chicontepec		
	257 Bis, fracción III	Aguas profundas	7
	Campos en aguas profundas		
DEIME, DEFIPE y DRSEEH	257 Bis, fracción IV	Marginal (producción incremental) <sup>2/</sup>	0
	Campos marginales		
	254 Bis, 254, Ter y 254 Quáter <sup>3/</sup>		733

FUENTE: Catálogo de campos oficiales proporcionado por la Gerencia de Control de Gestión de PEP.

1/ Número de campos de acuerdo con el Catálogo oficial de campos.

2/ Corresponde a los mismos 96 campos de producción marginal base.

3/ Comprende la producción de los 733 campos.

De acuerdo con el SNIP, en el 2012 se produjeron 932,535.7 miles de barriles de petróleo crudo y 2,336,810,911.0 miles de pies cúbicos de gas natural asociado y no asociado (incluye bióxido de carbono y nitrógeno).

En los casos del DEIME, DEFIPE y DRSEEH se valora la producción total, a la que en 2012 se le aplicaron tasas del 0.65%, 0.003% y 0.03%, respectivamente.

En cuanto al DOSH, se valora tanto la producción de los campos del régimen general como la producción base de los campos marginales, a las que se les aplican las deducciones siguientes:

- El Derecho Extraordinario sobre la Exportación de Petróleo Crudo (DESEP) efectivamente pagado.
- La diferencia que se pague efectivamente por concepto del DSHFE una vez acreditado el DESEP.
- La parte proporcional del DEIME.
- La parte proporcional del DEFIPE.
- Un monto adicional de 0.50 dólares estadounidenses por cada millar de pie cúbico de gas natural no asociado extraído, adicional al volumen de extracción registrado para 2006.

Adicionalmente, se puede deducir:

- El 100% del monto original de las inversiones realizadas para la exploración, recuperación secundaria y el mantenimiento no capitalizable.
- El 16.7% del monto original de las inversiones realizadas para el desarrollo y explotación de yacimientos de petróleo crudo o gas natural.

- El 5% del monto original de las inversiones realizadas en oleoductos, gasoductos, terminales, transporte o tanques de almacenamiento.
- Los costos, considerándose como tales las erogaciones necesarias para la explotación de los yacimientos de petróleo crudo o gas natural determinados de conformidad con las Normas de Información Financiera. Los únicos gastos que pueden deducirse son los de exploración, transportación o entrega de los hidrocarburos. Los costos y gastos se deducirán cuando hayan sido efectivamente pagados en el periodo al que corresponda el pago.

El monto de la deducción por concepto de costos, gastos e inversiones deducibles, relacionados con el petróleo crudo y gas asociado extraídos, no debe exceder el valor de 6.50 dólares por barril de petróleo crudo equivalente aplicado al volumen total del mismo en el año de que se trate, y el monto de la deducción por concepto de los costos, gastos e inversiones deducibles, relacionados con el gas natural no asociado extraído, no debe exceder el valor de 2.70 dólares por cada mil pies cúbicos de gas natural no asociado aplicado al volumen total.

Para determinar el DOSH a cargo, al volumen valorado de los campos de los regímenes general y marginal menos las deducciones autorizadas, se le aplica la tasa correspondiente, que en 2012 fue del 71.5%.

### **Resultados**

#### **1. Volúmenes de extracción de petróleo crudo y gas natural**

*Volúmenes totales para calcular los derechos para la Investigación Científica y Tecnológica en Materia de Energía (DEIME), para la Fiscalización Petrolera (DEFIPE) y para Regular y Supervisar la Exploración y Explotación de Hidrocarburos (DRSEEH)*

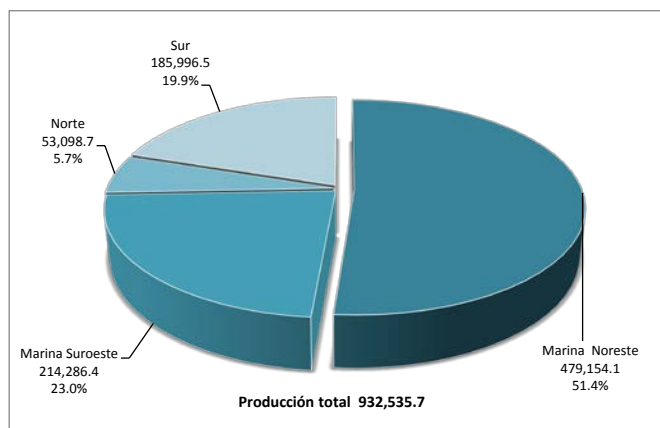
Para calcular el DEIME, DEFIPE y DRSEEH se utilizan los volúmenes totales de producción por pozo y por campo que reportan los activos integrales de las regiones Norte, Sur y marinas Noreste y Suroeste de Pemex Exploración y Producción (PEP), en las bases de datos mensuales del Sistema Nacional de Información de Producción (SNIP), que incluyen las cifras de producción de petróleo crudo (ZRPD1) y gas natural asociado<sup>1</sup> (ZRPD2) y no asociado<sup>2</sup> (ZRPD3). En 2012, en dicha base de datos, se reportaron 932,535.7 miles de barriles de petróleo crudo y 2,336,810,911.0 miles de pies cúbicos (mpc) de gas natural (asociado 1,637,810,482.5 mpc y no asociado 699,000,428.5 mpc). La producción diaria reportada en el SNIP se integró de forma anual, como sigue:

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO POR REGIÓN, 2012  
(Miles de barriles)

---

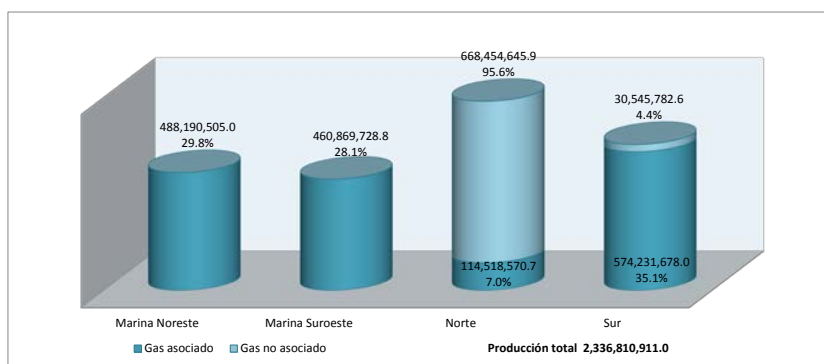
1 Es el gas que se encuentra en contacto y/o disuelto en el petróleo crudo del yacimiento.

2 Es el gas que no contiene petróleo crudo.



FUENTE: Base de datos mensuales del SNIP de petróleo crudo (ZRPD1) de 2012 proporcionada por PEP.

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL (ASOCIADO Y NO ASOCIADO) POR REGIÓN, 2012  
(Miles de pies cúbicos)



FUENTE: Bases de datos mensuales del SNIP de gas natural asociado (ZRPD2) y no asociado (ZRPD3) de 2012 proporcionadas por PEP.

Nota: El gas incluye la producción de bióxido de carbono y nitrógeno.

a) Petróleo crudo de exportación.

Se integró la producción mensual del petróleo crudo de exportación reportada en el SNIP por tipo de crudo, y se comparó con la integrada, validada e informada por la Gerencia de Operaciones (GO) a la Subgerencia Fiscal en el Sistema de Información de Balance de Hidrocarburos (SIBH), en el cual, para efectos fiscales, se distribuye la producción de petróleo crudo registrada en el SNIP por tipo de régimen, a nivel de activo y tipo de crudo, como se muestra a continuación:

COMPARATIVO PRODUCCIÓN MENSUAL DE PETRÓLEO CRUDO DE EXPORTACIÓN, 2012  
(Miles de barriles)

Mes	Producción mensual SNIP			Producción mensual SIBH			Producción reportada de más o no reportada en el SIBH		
	SL	LI	PE	SL	LI	PE	SL	LI	PE
Enero	10,148.9	24,274.3	40,304.7	10,034.3	24,274.3	40,304.7	(114.6)	0.0	0.0
Febrero	9,533.5	22,705.0	38,320.1	9,406.8	22,705.0	38,320.1	(126.7)	0.0	0.0

Marzo	10,239.4	24,434.2	40,943.3	10,139.5	24,434.2	40,943.3	(99.9)	0.0	0.0
Abril	9,813.3	23,495.9	39,576.4	9,685.6	23,495.9	39,576.4	(127.7)	0.0	0.0
Mayo	10,002.2	24,010.2	41,225.2	9,861.9	24,010.2	41,225.2	(140.3)	0.0	0.0
Junio	9,676.2	23,176.3	39,742.7	9,522.4	23,176.3	39,742.7	(153.8)	0.0	0.0
Julio	10,027.1	23,833.1	40,661.1	9,871.0	23,833.1	40,661.1	(156.1)	0.0	0.0
Agosto	10,290.2	23,902.4	41,237.2	10,128.8	23,902.4	41,237.2	(161.4)	0.0	0.0
Septiembre	10,082.7	23,161.5	39,781.7	9,924.6	23,161.5	39,781.7	(158.1)	0.0	0.0
Octubre	10,421.1	24,352.9	40,199.1	10,421.1	24,352.9	40,199.1	0.0	0.0	0.0
Noviembre	9,892.1	23,805.0	39,700.1	9,892.1	23,805.0	39,700.1	0.0	0.0	0.0
Diciembre	<u>10,242.8</u>	<u>24,338.4</u>	<u>40,904.5</u>	<u>10,242.8</u>	<u>24,338.4</u>	<u>40,904.5</u>	<u>0.0</u>	<u>0.0</u>	<u>0.0</u>
Total	120,369.5	285,489.2	482,596.1	119,130.9	285,489.2	482,596.1	(1,238.6)	0.0	0.0

FUENTE: Base de datos mensual de petróleo crudo (ZRPD1) del SNIP y base de datos mensual de petróleo crudo del SIBH por régimen fiscal proporcionadas por PEP.

NOTA: Incluye los campos del régimen general, marginal, Paleocanal de Chicontepec y segregados del Paleocanal de Chicontepec.  
Sl: Superligero Ll: Ligero PE: Pesado

Se observó que, de enero a septiembre, no se reportaron en el SIBH 1,238.6 miles de barriles correspondientes a la producción de petróleo crudo de exportación superligero del campo Nejo perteneciente al Activo Integral Burgos (AIB) de la Región Norte, en incumplimiento de los artículos 254 Bis, 254 Ter, 254 Quáter y 258 de la Ley Federal de Derechos.

Con motivo de la reunión de resultados y observaciones preliminares, la Subgerencia de Planeación e Información Financiera de la Gerencia de Recursos Financieros (GRF) de PEP proporcionó respuesta de las subdirecciones de Distribución y Comercialización, de Administración y Finanzas y de Producción Región Norte en la que informaron lo siguiente:

- “En el mes de Mayo de 2012 se inicia la incorporación de la producción de crudo y de gas asociado y la modificación del gas no asociado, del Campo Nejo del Activo Integral Burgos.
- “Debido al hecho de que el SNIP y SIBH estaban conformados para que solamente pudieran registrar Gas Natural No Asociado en el Activo Integral Burgos, era necesario acondicionar ambos sistemas para que pudiera registrarse la producción de crudo y gas asociado.
- “A partir del mes de mayo de 2012 comienzan los trabajos para que los sistemas estén en condiciones del registro de crudo y gas asociado del AIB. Para tal efecto se solicitó a la Dirección Corporativa de Tecnología de Información y Procesos de Negocios (DCTIyPN) que efectuara los cambios correspondientes.
- “Entre los meses de julio y octubre del 2012, el AIB y la GO enviaron revisada, integrada y oficializada por las áreas de origen, la información a la GRF de la producción de aceite, gas asociado y no asociado correspondiente al periodo febrero 2010 a julio 2012 en archivos de Excel, por no contar los sistemas (SNIP-SIBH) con el módulo de captura de aceite y gas asociado, sin embargo la GRF no tomó estas cifras en apego al ‘Procedimiento Administrativo para la generación de los reportes de producción de crudo y balance de gas por Régimen Fiscal’ con clave núm. 200-74000-PA-257, el cual establece que la carga de la producción de crudo y de gas debe realizarse en el SIBH y de este sistema tomar la producción una vez integrada oficializada y validada por las diferentes áreas del proceso.

- e. "En el mes de noviembre de 2012 DCTIyPN efectuó carga de la producción de Hidrocarburos (crudo, gas asociado y gas no asociado) del Campo Nejo del AIB, en el SNIP por el periodo enero-septiembre 2012. Acto seguido el AIB validó dicha carga.
- f. "Respecto al SIBH fue hasta diciembre de 2012 cuando se iniciaron las pruebas del sistema y la integración de las cifras por parte del activo del mes en curso lo cual se concluyó hasta enero de 2013. Al día de hoy continúan los trabajos de integración, revisión y oficialización por parte del Activo Integral Burgos en el SIBH. En el mes de septiembre de 2013 se inició el proceso correspondiente al periodo febrero-junio 2010 y se continúan los trabajos para regularizar el periodo julio 2010 a noviembre 2012".

b) Petróleo crudo no exportable.

La producción anual se integró por tipo de crudo por 37,013.0 y 7,067.9 miles de barriles de petróleo crudo ligero y pesado, respectivamente, con base en la producción mensual del petróleo crudo no exportable reportada en el SNIP, cifras que coincidieron con las reportadas en el SIBH.

c) Gas natural asociado y no asociado.

De acuerdo con las bases de datos del SNIP, en 2012 la producción de gas asociado (ZRPD2) totalizó 1,637,810,482.5 mpc, a la cual se disminuyó el Bióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>), el Nitrógeno (N<sub>2</sub>), el gas usado en operación y el empaque por 6,351,694.4, 215,346,283.6, 419,305,832.9 y 15,203,082.6 mpc, respectivamente, y se obtuvo la producción de 981,603,589.0 mpc.

También se integró la producción anual del gas no asociado (ZRPD3) por 699,000,428.5 mpc, y se le disminuyó el gas usado en operación y el empaque por 25,392,070.0 y 158,377.0 mpc, respectivamente, de lo que se obtuvo una producción de 673,449,981.5 mpc.

Se comparó la producción neta de gas asociado y no asociado reportada en el SNIP con la reportada en el balance por tipo de gas (asociado y no asociado) del SIBH, como sigue:

COMPARATIVO PRODUCCIÓN MENSUAL DE GAS ASOCIADO Y NO ASOCIADO, 2012  
(Miles de pies cúbicos)

Mes	SNIP		SIBH		Reportada de más o no reportada en el SIBH			
	Gas asociado	Gas no asociado	Gas asociado	Gas no asociado	Mensual		Acumulada	
					Gas asociado	Gas no asociado	Gas asociado	Gas no asociado
Ene	83,261,036.9	61,138,506.9	81,830,137.4	62,569,406.40	(1,430,899.5)	1,430,899.5	(1,430,899.5)	1,430,899.5
Feb	79,918,588.6	56,876,600.9	78,473,671.3	58,321,518.20	(1,444,917.3)	1,444,917.3	(2,875,816.8)	2,875,816.8
Mar	82,780,617.5	59,852,775.7	81,407,704.9	61,225,688.30	(1,372,912.6)	1,372,912.6	(4,248,729.4)	4,248,729.4
Abr	79,995,699.0	57,071,763.0	78,371,717.1	58,695,744.90	(1,623,981.9)	1,623,981.9	(5,872,711.3)	5,872,711.3
May	83,257,254.9	58,880,609.5	81,364,816.5	60,773,047.90	(1,892,438.4)	1,892,438.4	(7,765,149.7)	7,765,149.7
Jun	80,805,840.0	56,075,493.0	79,037,110.6	57,844,222.40	(1,768,729.4)	1,768,729.4	(9,533,879.1)	9,533,879.1
Jul	82,745,494.5	57,940,540.7	80,682,264.1	60,003,771.10	(2,063,230.4)	2,063,230.4	(11,597,109.5)	11,597,109.5
Ago	83,256,492.3	58,255,404.6	81,219,156.1	60,292,740.80	(2,037,336.2)	2,037,336.2	(13,634,445.7)	13,634,445.7
Sep	79,990,503.0	48,294,075.0	77,948,425.9	50,336,152.10	(2,042,077.1)	2,042,077.1	(15,676,522.8)	15,676,522.8
Oct	82,766,850.4	43,261,095.2	82,766,850.4	43,261,095.20	0.0	0.0	(15,676,522.8)	15,676,522.8
Nov	80,297,418.0	57,593,952.0	80,297,418.0	57,593,952.00	0.0	0.0	(15,676,522.8)	15,676,522.8
Dic	82,527,793.9	58,209,165.0	82,527,793.9	58,209,165.00	0.0	0.0	(15,676,522.8)	15,676,522.8

FUENTE: Bases de datos mensuales de gas asociado (ZRPD2) y no asociado (ZRPD3) del SNIP y Balance por tipo de gas (asociado y no asociado) del SIBH proporcionados por PEP.

Se comprobó que en el balance por tipo de gas asociado y no asociado del SIBH se reportaron 15,676,522.8 mpc de gas asociado como no asociado, los cuales correspondieron al campo Nejo, en incumplimiento de los artículos 254 Bis, 254 Ter, 254 Quáter y 258 de la Ley Federal de Derechos.

Con motivo de la reunión de resultados y observaciones preliminares, la Subgerencia de Planeación e Información Financiera de la Gerencia de Recursos Financieros de PEP proporcionó respuesta de las subdirecciones de Distribución y Comercialización, de Administración y Finanzas y de Producción Región Norte en la que informaron que "...el SIBH Módulo de Gas, se liberó hasta febrero de 2013 por parte de DCTlyPN el gas natural asociado y no asociado.

"...se inició el proceso de registro en el SIBH de la producción de gas en el mes de septiembre del presente año, registrándose al día de hoy el periodo enero-abril 2010".

*Volúmenes de los regímenes general y marginal para calcular el Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos (DOSH)*

Para calcular el DOSH se utilizan los volúmenes de producción de los campos del régimen general y la producción base de los campos marginales que se reportan en las bases de datos mensuales del SNIP de petróleo crudo (ZRPD1), gas natural asociado (ZRPD2) y no asociado (ZRPD3).

a) Petróleo crudo de exportación.

Se integró la producción mensual de los campos del régimen general reportada por tipo de crudo en el SNIP, la cual se comparó con la reportada en el SIBH, como se muestra:

COMPARATIVO PRODUCCIÓN MENSUAL DE PETRÓLEO CRUDO DE EXPORTACIÓN DE LOS CAMPOS DEL RÉGIMEN GENERAL, 2012  
(Miles de barriles)

Mes	Producción mensual SNIP			Producción mensual SIBH			Producción reportada de más o no reportada en el SIBH		
	SL	LI	PE	SL	LI	PE	SL	LI	PE
Enero	10,147.3	22,637.3	39,693.4	10,032.7	22,637.3	39,693.4	(114.6)	0.0	0.0
Febrero	9,532.0	21,178.4	37,743.2	9,405.3	21,178.4	37,743.2	(126.7)	0.0	0.0
Marzo	10,238.0	22,796.8	40,327.0	10,138.1	22,796.8	40,327.0	(99.9)	0.0	0.0
Abril	9,812.0	21,925.5	38,972.7	9,684.3	21,925.5	38,972.7	(127.7)	0.0	0.0
Mayo	10,000.8	22,374.3	40,589.6	9,860.5	22,374.3	40,589.6	(140.3)	0.0	0.0
Junio	9,674.9	21,576.2	39,110.4	9,521.1	21,576.2	39,110.4	(153.8)	0.0	0.0
Julio	10,025.8	22,146.4	39,999.0	9,869.7	22,146.4	39,999.0	(156.1)	0.0	0.0
Agosto	10,288.9	22,234.9	40,568.5	10,127.5	22,234.9	40,568.5	(161.4)	0.0	0.0
Septiembre	10,081.3	21,530.9	39,154.8	9,923.2	21,530.9	39,154.8	(158.1)	0.0	0.0
Octubre	10,419.7	22,596.7	39,538.0	10,419.7	22,596.7	39,538.0	0.0	0.0	0.0
Noviembre	9,890.7	22,064.1	39,057.1	9,890.7	22,064.1	39,057.1	0.0	0.0	0.0
Diciembre	<u>10,241.4</u>	<u>22,489.2</u>	<u>40,234.8</u>	<u>10,241.4</u>	<u>22,489.2</u>	<u>40,234.8</u>	<u>0.0</u>	<u>0.0</u>	<u>0.0</u>
Total	120,352.8	265,550.7	474,988.5	119,114.2	265,550.7	474,988.5	(1,238.6)	0.0	0.0

FUENTE: Base de datos mensual de petróleo crudo (ZRPD1) del SNIP proporcionada por PEP.

SL: Superligero LI: Ligero PE: Pesado

Se observó que, de enero a septiembre, no se reportaron en el SIBH 1,238.6 miles de barriles correspondientes a la producción de petróleo crudo de exportación superligero del

campo Nejo, en incumplimiento de los artículos 254, 255 y 258 de la Ley Federal de Derechos. Conviene señalar que esta misma cantidad se determinó como diferencia en el volumen total base que se utilizó para calcular el DEIME, DEFIPE y DRSEEH.

Por otra parte, respecto de la producción de petróleo crudo de exportación de los campos marginales, en 2012 se reportaron en el SNIP 16.6, 19,938.5 y 7,607.9 miles de barriles de petróleo crudo superligero, ligero y pesado, respectivamente, que coincidieron con los volúmenes registrados en el SIBH, los cuales incluyeron la producción base para el cálculo del DOSH por 16.6, 18,438.4 y 6,093.3 miles de barriles de petróleo crudo superligero, ligero y pesado, respectivamente.

b) Petróleo crudo no exportable.

Se determinó la producción anual del petróleo crudo no exportable por tipo de crudo por 359.1 y 2,733.4 miles de barriles de petróleo crudo ligero y pesado, respectivamente, con base en la producción mensual de los campos del régimen general registrada en el SNIP, cifras que coincidieron con las reportadas en el SIBH.

Asimismo, se integró la producción anual de los crudos no exportables de los campos marginales por tipo de crudo registrada en el SNIP por 8,355.1 y 2,037.0 miles de barriles de petróleo crudo ligero y pesado, respectivamente, cifras que coincidieron con las registradas en el SIBH.

En cuanto a la producción de petróleo crudo ligero y pesado de los campos marginales, para calcular el DOSH se consideraron 7,190.0 y 1,612.4 miles de barriles de petróleo crudo ligero y pesado (producción base), respectivamente.

c) Gas natural asociado y no asociado.

Se integró la producción anual de los campos del régimen general reportada en las bases de datos del SNIP como gas asociado (ZRPD2) por 1,515,880,055.6 mpc, a la cual se le disminuyó el CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, gas usado en operación y empaque por 2,265,440.3, 215,346,284.2, 402,220,870.2 y 14,874,087.3 mpc, respectivamente, y se obtuvo una producción acumulada de 881,173,373.6 mpc.

También se integró la producción anual de gas no asociado (ZRPD3) de los campos del régimen general por 698,402,579.5 mpc, y se le disminuyó tanto el gas usado en operación como el empaque por 25,388,719.5 y 158,380.9 mpc, respectivamente, y se determinó una producción acumulada de 672,855,479.1 mpc.

Se comparó la producción neta del gas asociado y no asociado registrada en el SNIP con la reportada en el balance por tipo de gas (asociado y no asociado) del SIBH, como sigue:

COMPARATIVO PRODUCCIÓN MENSUAL DE GAS ASOCIADO Y NO ASOCIADO DE LOS CAMPOS DEL RÉGIMEN GENERAL, 2012  
(Miles de pies cúbicos)

Mes	SNIP		SIBH		Reportada de más o no reportada en el SIBH			
	Gas asociado	Gas no asociado	Gas asociado	Gas no asociado	Mensual		Acumulada	
					Gas asociado	Gas no asociado	Gas asociado	Gas no asociado
Ene	75,180,549.0	61,008,043.4	73,749,649.5	62,438,942.9	(1,430,899.5)	1,430,899.5	(1,430,899.5)	1,430,899.5
Feb	72,207,810.5	56,762,839.7	70,762,893.2	58,207,757.0	(1,444,917.3)	1,444,917.3	(2,875,816.8)	2,875,816.8
Mar	74,416,547.8	59,740,912.2	73,043,635.2	61,113,824.8	(1,372,912.6)	1,372,912.6	(4,248,729.4)	4,248,729.4
Abr	71,717,508.0	56,970,105.0	70,093,526.1	58,594,086.9	(1,623,981.9)	1,623,981.9	(5,872,711.3)	5,872,711.3
May	74,381,744.1	58,847,259.7	72,489,305.7	60,739,698.1	(1,892,438.4)	1,892,438.4	(7,765,149.7)	7,765,149.7

Jun	72,568,947.0	56,047,395.0	70,800,217.6	57,816,124.4	(1,768,729.4)	1,768,729.4	(9,533,879.1)	9,533,879.1
Jul	74,131,403.6	57,914,878.9	72,068,173.2	59,978,109.3	(2,063,230.4)	2,063,230.4	(11,597,109.5)	11,597,109.5
Ago	74,845,293.3	58,238,345.3	72,807,957.1	60,275,681.5	(2,037,336.2)	2,037,336.2	(13,634,445.7)	13,634,445.7
Sep	71,884,590.0	48,283,473.0	69,842,512.9	50,325,550.1	(2,042,077.1)	2,042,077.1	(15,676,522.8)	15,676,522.8
Oct	74,264,322.3	43,242,222.4	74,264,322.3	43,242,222.4	0.0	0.0	(15,676,522.8)	15,676,522.8
Nov	71,849,559.0	57,594,513.0	71,849,559.0	57,594,513.0	0.0	0.0	(15,676,522.8)	15,676,522.8
Dic	<u>73,725,099.0</u>	<u>58,205,491.5</u>	<u>73,725,099.0</u>	<u>58,205,491.5</u>	0.0	0.0	(15,676,522.8)	15,676,522.8
Total	881,173,373.6	672,855,479.1	865,496,850.8	688,532,001.9				

FUENTE: Bases de datos mensuales de gas asociado (ZRPD2) y no asociado (ZRPD3) del SNIP y Balance por tipo de gas asociado y no asociado del SIBH proporcionados por PEP.

Se constató que en el SIBH no se reportaron 15,676,522.8 mpc de gas asociado del campo Nejo, ya que fueron reportados como gas no asociado, en incumplimiento de los artículos 254, 255 y 258 de la Ley Federal de Derechos. Esta misma cantidad se determinó como diferencia en el volumen total base para calcular los DEIME, DEFIPE y DRSEEH.

Por otra parte, se integró la producción anual de los campos marginales reportada en las bases de datos del SNIP como gas asociado (ZRPD2) y se obtuvieron 63,571,412.4 mpc anuales, a los cuales se disminuyó el CO<sub>2</sub>, el gas usado en operación y el empaque por 4,037,281.7, 11,787,456.0 y 96,776.8 mpc, respectivamente, y se determinó un volumen neto de 47,649,897.9 mpc, que coincidió con el reportado en el SIBH.

De los 63,571,412.4 mpc, para calcular el DOSH, se consideraron 54,505,036.8 mpc menos el gas usado en operación y el empaque por 10,763,885.9 y 96,776.8 mpc, respectivamente, y se determinó un volumen neto de 43,644,374.1 mpc (producción base), de conformidad con los artículos 254, 255 y 258 de la Ley Federal de Derechos.

Asimismo, se integró la producción mensual reportada en las bases de datos del SNIP como gas no asociado (ZRPD3), con lo que se determinaron 597,849.1 mpc anuales, a los cuales se les disminuyó el gas usado en operación por 2,797.0 mpc, y resultó un volumen neto de 595,052.1 mpc, que coincidió con el registrado en el SIBH.

De los 597,849.1 mpc, para calcular el DOSH, se consideraron 593,848.0 mpc, menos el gas usado en operación por 234.0 mpc, y se obtuvo un volumen neto de 593,614.0 mpc (producción base), de conformidad con los artículos 254, 255 y 258 de la Ley Federal de Derechos.

Respecto de los 1,238.6 miles de barriles de producción del campo Nejo no reportados de enero a septiembre de 2012 en el SIBH, así como de los 15,676,522.8 mpc de gas asociado de ese campo presentados indebidamente como gas no asociado en dicho sistema, el 4 de julio de 2013 el Grupo Multidisciplinario de Operación de Pozos e Instalaciones de Explotación del Activo Integral Burgos informó que "De enero a septiembre de 2012 el campo Nejo se reportó en el SIBH como campo productor de gas no asociado, sin embargo, el sistema SIBH no estaba preparado para registrar producción de crudo de este campo en el periodo mencionado.

"Al inicio de operaciones el campo Nejo nace como productor de gas no asociado y como tal se reportó en el SIBH como campo productor de gas no asociado, sin embargo, el sistema SIBH no estaba preparado para registrar producción de gas asociado de este campo en el período de enero a septiembre 2012. Por lo que respecta al registro en SNIP señalamos que personal de Tecnología de Información (TI) SEDE realiza carga retroactiva el 23 de noviembre 2012 del período enero – octubre 2012.

”Se informa que el día 25 de mayo de 2007 inicia a producir Gas No Asociado el campo 12566 ‘Nejo’..., siendo hasta el 1 de febrero de 2010 cuando inicia la producción de aceite... A partir de febrero 2010 el campo 12566 ‘Nejo’ produce Gas No Asociado y Aceite (Súper-Ligero).

”...el campo produce los dos tipos de gas, por lo cual en el sistema aparece como gas asociado y gas no asociado, sin embargo los reportes en SNIP iniciaron en el 2007 cuando entró en operación el campo ‘Nejo’...y es hasta noviembre de 2012 que se registra en forma retroactiva la producción de aceite (Súper-Ligero) en este sistema (se notifica con oficio número AAIB-CDE-433-2012 signado por el Coordinador de Diseño de Explotación)...”.

Además, respecto de la carga retroactiva realizada el 23 noviembre de 2012 de la producción del campo Nejo, el 5 de agosto de 2013 la Gerencia de Control de Gestión proporcionó nota informativa sin fecha, mediante la cual personal de la Subdirección de Distribución y Comercialización, del Activo Integral Burgos y de la Subdirección de Planeación y Evaluación informaron que las causas fueron las siguientes:

- “... el Sistema Nacional de Información de Producción (SNIP), para el caso del Activo Integral Burgos no estaba habilitado, por ser tradicionalmente productor de gas no asociado. A partir de la certificación de las reservas realizada en 2011 por la compañía..., se reportaron yacimientos con hidrocarburos líquidos y de gas.
- ”Dado que el Activo Integral de Burgos es el principal productor de gas no asociado, se requirió cambiar la infraestructura del sistema SNIP, el cual no estaba habilitado para que se reportara la producción de líquidos, por lo que se vio en la necesidad de llevar a cabo la reingeniería al sistema y al día de hoy continúan las labores para la adecuación del sistema”.

Conforme a lo expuesto, PEP no incluyó con oportunidad en el SNIP la producción de petróleo crudo superligero del Campo Nejo de enero a septiembre de 2012 y, por lo tanto, no se reflejó en ese periodo en el SIBH; en tanto el gas asociado del mismo campo lo reportó como no asociado en el SNIP y en el SIBH, se corrigió en noviembre de 2012 en el SNIP; sin embargo, en el SIBH el registro permaneció erróneo, situaciones que afectaron el cálculo de la base gravable del DOSH, DEIME, DEFIPE y DRSEEH, en incumplimiento de los artículos 254, 254 Bis, 254 Ter, 254 Quáter, 255 y 258 de la Ley Federal de Derechos.

Con motivo de la reunión de resultados y observaciones preliminares, el 14 de octubre de 2013, la Subgerencia de Planeación e Información Financiera de la Gerencia de Recursos Financieros de PEP proporcionó respuesta de las subdirecciones de Distribución y Comercialización, de Administración y Finanzas y de Producción Región Norte en la que informaron que “...a partir del mes de mayo de 2012 comienzan los trabajos para que los sistemas estén en condiciones del registro de crudo y gas asociado del AIB. Para tal efecto se solicitó al área de DCTlyPN que efectuara los cambios correspondientes”.

La determinación de los derechos omitidos se presenta en el resultado núm. 4 de este informe.

Además, se revisaron las bases de datos del SNIP de petróleo crudo (ZRPD1) y gas natural asociado (ZRPD2) y no asociado (ZRPD3) de febrero de 2010 (fecha en la que el campo Nejo comenzó a producir petróleo crudo y gas asociado) a diciembre de 2011, y se compararon con los resúmenes de producción por área (SNIP/REP-204) y los balances diarios de

producción (SNIP/REP-601) del SNIP del mismo periodo, en los cuales se reportó la producción de petróleo crudo y gas asociado y no asociado del campo Nejo. Se observó que en la base de datos ZRPD1 y en el SIBH en dicho periodo, no se reportaron 1,351.3 miles de barriles de producción de petróleo crudo superligero del campo citado; asimismo, en la base de datos ZRPD3 y en el SIBH se incluyeron 19,344,904.1 mpc de gas asociado como gas no asociado, en incumplimiento de los artículos 254, 254 Bis, 254 Ter, 254 Quáter, 255 y 258 de la Ley Federal de Derechos.

Al respecto, mediante nota informativa del 1 de agosto de 2013, los grupos multidisciplinarios de Operaciones en Materia de Distribución de Aceite, y de Gas y Condensado de la Gerencia de Operaciones, de la Subdirección de Distribución y Comercialización informaron que no se modificó la base de datos del SNIP ni la del SIBH de febrero de 2010 a diciembre de 2011, en virtud de que la carga y/o modificación de la base de datos del SNIP es responsabilidad del Activo Integral Burgos, mientras que la del SIBH lo es del Activo Integral Burgos y de la GTDHRNorte, conjuntamente. Además, con el oficio del 23 de julio de 2013, el Grupo Multidisciplinario de Operación de Pozos e Instalaciones de Explotación (GMOPIE) del Activo Integral Burgos informó que en la GMOPIE, no se modificaron las bases de datos del SNIP, por lo que en ese periodo también se incumplieron los artículos mencionados en el párrafo previo.

Con motivo de la reunión de resultados y observaciones preliminares, el 14 de octubre de 2013 la Subgerencia de Planeación e Información Financiera de la Gerencia de Recursos Financieros de PEP proporcionó respuesta de las subdirecciones de Distribución y Comercialización, de Administración y Finanzas y de Producción Región Norte en la que informaron lo siguiente:

“Los Grupos...no informaron a la autoridad en ningún momento, que ‘no se modificó la base de datos del SNIP ni la del SIBH de febrero de 2010 a diciembre de 2011’ tal como se menciona, sino que por parte de los mismos no se efectuó esta actividad.

“El Activo Integral Burgos aclara que tampoco es responsabilidad de ellos la modificación o carga en las bases de datos del SNIP, con respecto al módulo de aceite y SIBH, esta acción de cargar y/o modificar la realiza DCTIyPN a solicitud del AIB.

“Se aclara que en el AIB el módulo para captura de información de aceite y gas asociado todavía no ha sido liberado para carga de información del personal del propio activo, a la fecha se envía la información a la DCTIyPN para efectuar la carga.

“Como se desprende de todo lo anteriormente expuesto, las causas del presunto incumplimiento consisten o radican en una problemática muy compleja (configuración de los sistemas de registro SNIP y SIBH) por lo cual, la regularización fiscal que implica la determinación de los Derechos multicitados se efectuará cuando se resuelva la problemática aludida. Se considera un lapso de tiempo aproximado de 6 meses, con base en los roles y responsabilidades que señala el Procedimiento Administrativo para la Generación de los Reportes de Producción de Crudo y Balance de Gas por Régimen Fiscal, Clave: 200-74000-PA-257, aprobado por la Dirección General de Pemex Exploración y Producción del SIBH”.

Por la observación descrita, que corresponde al periodo de febrero de 2010 a diciembre de 2011, se emitió una Solicitud de Intervención a la Instancia de Control mediante el oficio

núm. DGAFFA-SIIC-020-2013 de fecha 6 de noviembre de 2013, para que el Órgano Interno de Control en Pemex Exploración y Producción, en el ámbito de sus atribuciones, realice las investigaciones correspondientes.

Con motivo de la intervención de la Auditoría Superior de la Federación, el 11 de diciembre de 2013 la Gerencia de Control de Gestión de PEP informó que la Subgerencia Fiscal realizó el pago el 20 de noviembre de 2013 por 1,477,284.3 miles de pesos, que incluyen actualizaciones y recargos, de los cuales 1,293,373.9, 175,102.8, 8,755.1 y 52.5 miles de pesos, correspondieron al DOSH, DSHFE, DEIME y DEFIPE, respectivamente. Para su determinación PEP consideró la producción de petróleo crudo y gas asociado y no asociado del campo Nejo de febrero de 2010 a diciembre de 2011. Al respecto, proporcionó la evidencia del pago realizado.

La determinación del impacto de esta observación en el pago del DOSH, DEIME, DEFIPE y DRSEEH, correspondiente a 2012, se presenta en el Resultado núm. 4 de este informe.

#### 12-1-18T4L-02-0040-01-001 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción implemente mecanismos de control y supervisión a fin de que la producción de petróleo crudo y gas natural se registre correctamente en los sistemas Nacional de Información de Producción (SNIP) y de Información de Balance de Hidrocarburos (SIBH), ya que en el SIBH no se registró la producción de 1,238.6 miles de barriles de petróleo crudo de exportación superligero del campo Nejo de la Región Norte, y 15,676,522.8 miles de pies cúbicos de gas asociado se presentaron indebidamente como gas no asociado.

### **2. Precio promedio ponderado para valorar los volúmenes de producción**

Para valorar la extracción de petróleo crudo y gas natural, y calcular los derechos Ordinario sobre Hidrocarburos (DOSH), para la Investigación Científica y Tecnológica en Materia de Energía (DEIME), para la Fiscalización Petrolera (DEFIPE) y para Regular y Supervisar la Exploración y Explotación de Hidrocarburos (DRSEEH), se deben considerar los precios promedio ponderados de exportación y de las corrientes no exportables de petróleo crudo ligero y pesado (cálculo del ajuste por rendimiento y por azufre) y de la unidad térmica de gas natural.

La determinación de los precios promedio ponderados de exportación y de los crudos no exportables se presentó en el resultado núm. 2 de la auditoría núm. 24 "Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización".

Respecto del cálculo del precio promedio ponderado de la unidad térmica de gas natural, se revisó el Reporte Consolidado de Ingresos, Egresos y Precios del Gas de Pemex Exploración y Producción (PEP), que incluyó el volumen en millones de unidades térmicas británicas (MMBTU) y las ventas mensuales de gas natural realizadas por PEP a Pemex Gas y Petroquímica Básica, y a Pemex Refinación. Se determinaron los volúmenes y las ventas acumuladas, como se muestra en la tabla siguiente:

## VOLÚMENES Y VENTAS DE GAS NATURAL, 2012

Mes	Volumen (MMBTU)		Ventas (Miles de pesos)	
	Mensual	Acumulada	Mensual	Acumulada
Enero	181,144,806.8	181,144,806.8	8,629,195,939.8	8,629,195,939.8
Febrero	168,349,983.8	349,494,790.6	7,012,959,466.8	15,642,155,406.6
Marzo	179,626,274.7	529,121,065.3	7,083,845,815.9	22,726,001,222.5
Abril	174,497,936.0	703,619,001.3	6,719,799,323.5	29,445,800,546.0
Mayo	178,375,914.9	881,994,916.2	6,591,924,987.3	36,037,725,533.3
Junio	170,980,811.0	1,052,975,727.2	7,287,203,345.2	43,324,928,878.5
Julio	175,026,548.9	1,228,002,276.1	7,757,907,616.1	51,082,836,494.6
Agosto	177,280,114.4	1,405,282,390.5	7,908,976,402.1	58,991,812,896.7
Septiembre	163,252,532.5	1,568,534,923.0	7,116,079,817.8	66,107,892,714.5
Octubre	160,889,451.2	1,729,424,374.2	7,323,069,540.2	73,430,962,254.7
Noviembre	170,775,832.2	1,900,200,206.4	8,479,353,493.8	81,910,315,748.5
Diciembre	170,610,316.2	2,070,810,522.6	8,747,528,481.2	90,657,844,229.7

FUENTE: Reporte consolidado de ingresos, egresos y precios del gas proporcionado por la Gerencia de Control de Gestión de PEP.

Con los volúmenes y ventas mensuales se determinó el precio promedio; con los valores acumulados se calculó el precio promedio ponderado de la unidad térmica de gas natural, y con los factores de equivalencia calorífica calculados por PEP con base en los factores emitidos por la Comisión Reguladora de Energía, se determinó el precio en pesos por millar de pies cúbicos (\$/MPC), como se muestra a continuación:

## PRECIOS DE GAS NATURAL, 2012

Mes	Precio		Factor de equivalencia calorífica		Precio	
	Promedio	Promedio ponderado	Promedio	Promedio ponderado	Promedio	Promedio ponderado
	(\$/MMBTU)	(\$/MMBTU)	(MMBTU/MPC)	(MMBTU/MPC)	(\$/MPC)	(\$/MPC)
Enero	47.6	47.6	1.0605	1.0605	50.5	50.5
Febrero	41.7	44.7	1.0605	1.0605	44.2	47.5
Marzo	39.4	42.9	1.0605	1.0605	41.8	45.6
Abril	38.5	41.8	1.0605	1.0605	40.8	44.3
Mayo	37.0	40.9	1.0605	1.0605	39.2	43.4
Junio	42.6	41.1	1.0605	1.0605	45.2	43.6
Julio	44.3	41.6	1.0605	1.0605	47.0	44.1
Agosto	44.6	42.0	1.0605	1.0605	47.3	44.5
Septiembre	43.6	42.1	1.0605	1.0605	46.2	44.6
Octubre	45.5	42.5	1.0605	1.0605	48.3	45.1
Noviembre	49.7	43.1	1.0605	1.0605	52.7	45.7
Diciembre	51.3	43.8	1.0605	1.0605	54.4	46.4

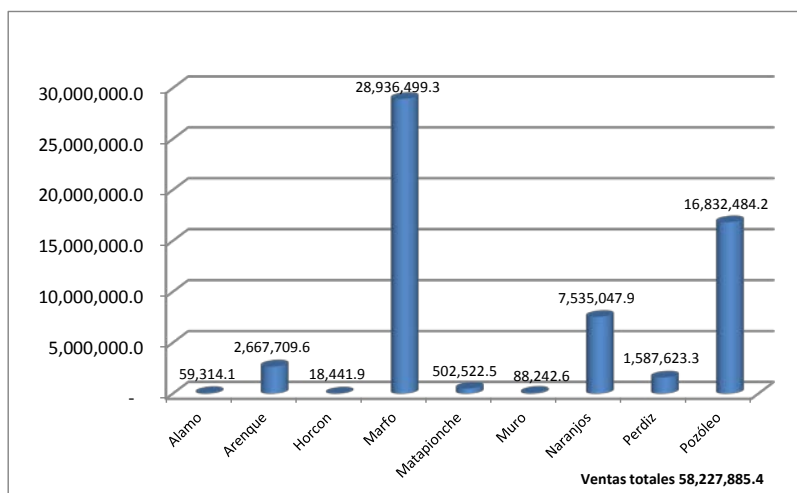
FUENTE: Reporte consolidado de ingresos, egresos y precios del gas proporcionado por la Gerencia de Control de Gestión de PEP.

Los precios promedio ponderados de gas natural calculados en \$/MPC coincidieron con los utilizados para valorar la producción de gas natural en las declaraciones definitivas del DOSH, del DEIME, del DEFIPE y del DRSEEH.

### 3. Ventas de petróleo crudo de corrientes no exportables

Al 31 de diciembre de 2012 se reportaron 1,226,736,334.3 miles de pesos de ventas nacionales y de exportación en la balanza de comprobación de Pemex Exploración y Producción (PEP). Las ventas de petróleo crudo interorganismos (nacionales) se reportaron en las cuentas núms. 51030310 “Venta interorganismo crudo pesado refinación” y 51030311 “Venta interorganismo crudo ligero refinación”, por 246,578,540.2 y 364,461,171.5 miles de pesos, respectivamente, las cuales coincidieron con los importes presentados en las bases de datos que opera PEP de las ventas interorganismos de crudo pesado y ligero por 611,039,711.7 miles de pesos. De esas ventas, se seleccionaron las corrientes no exportables por 58,227,885.4 miles de pesos, el 9.5%, y se integraron como sigue:

VENTAS DE CRUDO DE CORRIENTES NO EXPORTABLES, 2012  
(Miles de pesos)



FUENTE: Base de datos de las ventas de crudo interorganismos de 2012 proporcionada por la Subdirección de Distribución y Comercialización de PEP.

Crudos ligeros: Arenque, Matapionche y Pozóleo.

Crudos pesados: Álamo, Horcón, Marfo, Muro, Naranjos y Perdiz.

A las ventas de las 9 corrientes no exportables correspondieron 2,045 facturas, 1,985 notas de crédito, 16 cancelaciones de notas de crédito y 15 notas de débito por 58,275,868.9; 66,481.6; 41.7, y 18,456.4 miles de pesos, respectivamente, de las cuales se seleccionaron 4,512,665.9 miles de pesos, el 7.8% del total, integradas como sigue:

INTEGRACIÓN DE LA MUESTRA DE PETRÓLEO CRUDO DE CORRIENTES NO EXPORTABLES, 2012  
(Miles de pesos)

Corriente	Facturas		Notas de crédito		Anulaciones de notas de crédito		Notas de débito		Total
	Cantidad	Importe	Cantidad	Importe	Cantidad	Importe	Cantidad	Importe	Importe
Álamo	5	4,043.6	5	3.9					4,039.7
Arenque	16	170,171.5	16	6.6			1	10.3	170,175.2
Horcón	6	1,301.0	5	0.8			1	8.7	1,308.9
Marfo	29	2,288,797.3	25	1,744.5					2,287,052.8
Matapionche	10	42,357.6	16	624.7					41,732.9
Muro	6	7,376.9	14	22.3					7,354.6
Naranjos	28	630,044.1	2	87.0					629,957.1
Perdiz	25	128,574.2	23	222.7					128,351.5
Pozóleo	<u>28</u>	<u>1,243,484.9</u>	<u>40</u>	<u>791.8</u>	<u>1</u>	<u>0.1</u>	-	-	<u>1,242,693.2</u>
Total	153	4,516,151.1	146	3,504.3	1	0.1	2	19.0	4,512,665.9

FUENTE: Muestra seleccionada de la base de datos de las ventas de crudo interorganismos de 2012 proporcionada por la Subdirección de Distribución y Comercialización de PEP.

Se revisaron 153 facturas, 146 notas de crédito, una cancelación de nota de crédito y 2 notas de débito por 4,516,151.1; 3,504.3; 0.1, y 19.0 miles de pesos, respectivamente, de las 9 corrientes de petróleo crudo no exportables y se determinó lo siguiente:

### **Facturación**

#### Álamo, Arenque, Horcón, Matapionche, Muro y Naranjos

De 71 facturas correspondientes a las 6 corrientes no exportables mencionadas por 855,294.7 miles de pesos, se revisó el soporte documental utilizado para determinar los volúmenes de petróleo crudo bruto y neto consignados en las mismas, conformado por comprobantes de entrega-recepción, reportes diarios de medición, hojas de cálculo del volumen bruto y neto entregado, informes diarios de calidad para facturación, informes de resultados de ensayo, tabla de conversión de metros lineales a barriles y tabla de corrección por temperatura y densidad.

Los volúmenes brutos y netos determinados, con base en el soporte mencionado, coincidieron con los consignados en las facturas, en cumplimiento del artículo 42 de la Ley General de Contabilidad Gubernamental.

#### Marfo

Se revisó el soporte documental de 2,287,052.8 miles de pesos, integrados por 2,288,797.3 miles de pesos de 29 facturas, menos 1,744.5 miles de pesos de 25 notas de crédito. El soporte de las facturas se integró por comprobantes de entrega-recepción, reportes diarios (Patín Marfo), "reportes de medición de aceite en tanques de almacenamiento en C.A.B. Poza Rica", hojas de cálculo del volumen bruto y neto entregado, elaboradas por la Coordinación de Transporte y Distribución de Hidrocarburos Sector Poza Rica, actual Grupo Multidisciplinario de Operación de Transporte y Distribución de Hidrocarburos Sector Poza Rica; informes diarios de calidad para facturación, tabla de corrección por temperatura y densidad, y hojas de cubicación de los tanques TV-3 y TV-4.

El volumen bruto de petróleo crudo reportado en 21 de 29 comprobantes de entrega-recepción fue de 1,227.4 miles de barriles; sin embargo, de acuerdo con el consignado en los reportes diarios (Patín Marfo), al cual se le aplicó el factor de corrección por temperatura

y densidad, se obtuvo un volumen de 1,222.0 miles de barriles, menor en 5.4 miles de barriles, equivalentes a 7,434.9 miles de pesos una vez realizado el ajuste por contenido de agua y sedimento, los cuales fueron facturados de más a Pemex Refinación, ya que en la hoja de cálculo del volumen neto la Coordinación de Transporte y Distribución de Hidrocarburos Sector Poza Rica, actual Grupo Multidisciplinario de Operación, Transporte y Distribución de Hidrocarburos Sector Poza Rica, vinculó un factor de corrección por temperatura y densidad incorrecto, en incumplimiento de los artículos 42 de la Ley General de Contabilidad Gubernamental y 1, párrafo segundo, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria.

Asimismo, PEP incumplió la actividad 14 del apartado “Descripción de Actividades” del “Procedimiento para efectuar la entrega de petróleo crudo en puntos de venta Pozóleo, Marfo, Muro, Álamo y Horcón a Pemex Refinación”, del Manual de Procedimientos de Operación, en la cual se señala que la Coordinación de Transporte y Distribución de Hidrocarburos Sector Poza Rica es responsable de “realizar el cálculo del volumen neto bombeado, con los datos de calidad y el reporte del volumen bombeado emitido por los computadores de flujo de los patines de medición instalados en los puntos de venta Álamo, Muro, Horcón, Pozóleo y Marfo; personal de Transporte y Distribución de Hidrocarburos procede a integrar estos datos a la hoja de reporte diario operativo el cual será enviado a Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos Norte. Es responsabilidad del profesionista que autoriza, revisar el proceso de facturación en la hoja de cálculo y una vez confirmados los datos procederá a firmar en el espacio de autorización, así como verificar que el profesionista que realizó la captura en la hoja de cálculo firme en el espacio de elaboración correspondiente”.

Con motivo de la reunión de presentación de resultados y observaciones preliminares, el 15 de octubre de 2013 el Grupo Multidisciplinario de Operación, Transporte y Distribución de Hidrocarburos Sector Poza Rica informó que él calculó de nuevo estos comprobantes y envió al Grupo Multidisciplinario de Operación de Transporte y Distribución de Hidrocarburos en Materia de Distribución de Aceite, GTDH Región Norte, la solicitud de ajustes comerciales correspondientes mediante el oficio núm. PEP-SDC-GTDHRN-GMOTDHPRA-546-2013; además, aclaró que el volumen de ajuste solicitado fue de 5.7 miles de barriles de 20 comprobantes de entrega-recepción.

En cuanto a los ocho comprobantes de entrega-recepción restantes, no se determinaron diferencias en el cálculo del volumen bruto que resultó de aplicar el factor por corrección de temperatura y densidad al volumen consignado en los reportes diarios (Patín Marfo). Para determinar el volumen neto, se disminuyó el contenido de agua y sedimento reportado en los informes diarios de calidad para facturación, y se obtuvo un volumen neto de 487.4 miles de barriles, igual al determinado por PEP.

### Perdiz

Se revisó el soporte documental de 128,351.5 miles de pesos, integrados por 128,574.2 miles de pesos de 25 facturas, menos 222.7 miles de pesos de 23 notas de crédito. El soporte de las facturas se conformó por comprobantes de entrega-recepción, reportes de datos del medidor núm. 2 (EMC Aceite Papan), elaborados por la Coordinación de Transporte y Distribución de Hidrocarburos Sector Veracruz, actual Grupo Multidisciplinario de Operación, Transporte y Distribución de Hidrocarburos Sector Veracruz, y de los informes de resultados de ensayos para facturación.

Se revisó el cálculo del volumen bruto de petróleo crudo reportado en los comprobantes de entrega-recepción, para lo cual se consideró el diferencial entre las lecturas inicial y final de los reportes de datos (volumen total registrado). Para determinar el volumen neto, se aplicaron los factores promedio y de corrección promedio por temperatura del medidor, y se disminuyó el contenido de agua y sedimento reportado en los informes diarios de calidad para facturación. Se obtuvieron 92,540 barriles, cantidad superior en 99 barriles a los 92,441 barriles registrados por PEP en los reportes de datos, y equivalentes a 131.8 miles de pesos no facturados a Pemex Refinación, ya que en el concepto "volumen total registrado" de uno de los reportes se consignaron 4,882 barriles, y se determinaron 4,982 barriles.

Al respecto, PEP informó que los datos del concepto "volumen total registrado" de los reportes de datos se registran de forma manual.

Con motivo de la reunión de presentación de resultados y observaciones preliminares, el 15 de octubre de 2013 el Grupo Multidisciplinario de Operación, Transporte y Distribución de Hidrocarburos Sector Veracruz informó que el reporte de medición de crudo Perdiz del 21 de noviembre de 2012 sólo tiene una celda que difiere, que es la lectura inicial, la cual dice: (259,077.783 BLS) y debe decir: (259,177.834 BLS), por lo que al restar la lectura final se obtiene el volumen grueso o bruto de 4,882.402 barriles, para lo cual se debe considerar como lectura final la del día anterior la del 20 de noviembre de 2012.

Con motivo de la reunión de presentación de resultados finales y observaciones preliminares, el 28 de octubre de 2013 el Grupo Multidisciplinario de Operación, Transporte y Distribución de Hidrocarburos Sector Veracruz proporcionó el reporte de medición del 20 de noviembre de 2012 en el que se constató que el volumen final fue de 259,177.834 barriles, por lo que el volumen entregado fue de 4,882 barriles; sin embargo, es conveniente que PEP implemente mecanismos de control para asegurar la exactitud de los datos registrados en los reportes de medición.

### Pozóleo

Se revisó el soporte documental de 1,242,693.2 miles de pesos, integrados por 1,243,484.9 miles de pesos de 28 facturas, menos 791.8 miles de pesos de 40 notas de crédito, más 0.1 miles de pesos de la cancelación de una nota de crédito. El soporte documental de las facturas se conformó por comprobantes de entrega-recepción, reportes diarios (Patín Pozóleo), reportes de medición de aceite en tanques de almacenamiento en C.A.B. Poza Rica, hojas de cálculo del volumen bruto y neto entregado, elaboradas por la Coordinación de Transporte y Distribución de Hidrocarburos Sector Poza Rica, actual Grupo Multidisciplinario de Operación, Transporte y Distribución de Hidrocarburos Sector Poza Rica, informes diarios de calidad para facturación, tabla de corrección por temperatura y densidad, y hojas de cubicación de los tanques TV-19, TV-20 y TV-21.

Se revisó el cálculo del volumen bruto de petróleo crudo reportado en 15 de 28 comprobantes de entrega-recepción, para lo cual se aplicó el factor de corrección por temperatura y densidad al volumen consignado en los reportes diarios (Patín Pozóleo), y para determinar el volumen neto se disminuyó el contenido de agua y sedimento; se obtuvieron, como resultado, 468,061 barriles, cantidad menor en 1,142 barriles a los 469,203 barriles determinados por PEP. Dicha diferencia se conformó por 1,216 barriles facturados de más y 74 barriles no facturados a Pemex Refinación, equivalentes a 1,730.7 y 94.2 miles de pesos, respectivamente, debido a que en la hoja de cálculo del volumen neto la Coordinación de Transporte y Distribución de Hidrocarburos Sector Poza Rica, actual Grupo Multidisciplinario de Operación, Transporte y Distribución de Hidrocarburos Sector Poza Rica, vinculó un factor de corrección por temperatura y densidad erróneo, en incumplimiento de los artículos 42 la Ley General de Contabilidad Gubernamental, y 1, párrafo segundo, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, así como de la actividad 14 del apartado "Descripción de Actividades" del "Procedimiento para efectuar la entrega de petróleo crudo en puntos de venta Pozóleo, Marfo, Muro, Álamo y Horcón a Pemex Refinación", del Manual de Procedimientos de Operación.

Con motivo de la reunión de presentación de resultados y observaciones preliminares, el 15 de octubre de 2013 el Grupo Multidisciplinario de Operación, Transporte y Distribución de Hidrocarburos Sector Poza Rica informó que calculó de nuevo estos comprobantes y envió al Grupo Multidisciplinario de Operación de Transporte y Distribución de Hidrocarburos en Materia de Distribución de Aceite, GTDH Región Norte, la solicitud de ajustes comerciales correspondientes mediante el oficio núm. PEP-SDC-GTDHRN-GMOTDHPRA-545-2013.

Asimismo, el personal auditor calculó el volumen bruto de 12 comprobantes de entrega-recepción con base en el diferencial en los niveles inicial y final en metros lineales consignados en los reportes de medición de aceite en tanques de almacenamiento en C.A.B. Poza Rica, los cuales fueron convertidos en barriles utilizando las tablas de cubicación de los tanques TV-19, TV-20 y TV-21. Como resultado, se obtuvieron 398,008 barriles, cantidad mayor en 97 barriles a los 397,911 barriles determinados por PEP. Dicha diferencia se conformó por 352 barriles facturados de más y 449 barriles no facturados a Pemex Refinación, equivalentes a 472.8 y 624.9 miles de pesos, respectivamente, debido a que en las hojas de cálculo del volumen neto se consideró un dígito en la conversión y la tabla de cubicación del tanque TV-19 tenía tres.

Con motivo de la reunión de presentación de resultados y observaciones preliminares, el 15 de octubre de 2013 el Grupo Multidisciplinario de Operación, Transporte y Distribución de Hidrocarburos Sector Poza Rica informó que el volumen de ajuste solicitado al Grupo Multidisciplinario de Operación de Transporte y Distribución de Hidrocarburos en Materia de Distribución de Aceite, GTDH Región Norte, mediante el oficio núm. PEP-SDC-GTDHRN-GMOTDHPRA-545-2013, correspondió a la muestra del crudo Pozóleo solicitada por el personal auditor, e incluyó dentro en los cálculos el tercer dígito en el tanque TV-19.

Del comprobante de entrega-recepción restante, en la lectura inicial se capturaron 8.165 metros lineales y en el reporte de medición de aceite en tanque se consignaron 8.615 metros lineales, lo que incidió en un volumen no facturado a Pemex Refinación de 1,083 barriles, equivalentes a 1,631.1 miles de pesos, en incumplimiento del artículo 42 de la Ley General de Contabilidad Gubernamental y 1, párrafo segundo, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, así como de la actividad 14 del apartado

“Descripción de Actividades” del “Procedimiento para efectuar la entrega de petróleo crudo en puntos de venta Pozóleo, Marfo, Muro, Álamo y Horcón a Pemex Refinación”, del Manual de Procedimientos de Operación.

Con motivo de la reunión de presentación de resultados y observaciones preliminares, el 15 de octubre de 2013 el Grupo Multidisciplinario de Operación, Transporte y Distribución de Hidrocarburos Sector Poza Rica informó que realizó nuevamente el cálculo con el valor de 8.615 m correspondiente a la facturación del 29 de junio de 2012, de lo que se obtuvo una diferencia de 1,078 barriles no facturados a Pemex Refinación, la cual se incluyó en el oficio núm. PEP-SDC-GTDHRN-GMOTDHPRA-545-2013 enviado al Grupo Multidisciplinario de Operación de Transporte y Distribución de Hidrocarburos en Materia de Distribución de Aceite, GTDH Región Norte.

Al respecto, el Grupo Multidisciplinario de Operación, Transporte y Distribución de Hidrocarburos Sector Poza Rica proporcionó la minuta del 4 de julio de 2013, en la cual se presentaron los acuerdos y compromisos siguientes:

“El personal encargado del proceso de facturación del Grupo Multidisciplinario de Operación Transporte y Distribución de Hidrocarburos Sector Poza Rica, ha revisado la hoja de cálculo para realizar la facturación de crudo y ha habilitado utilizar un tercer dígito en la hoja de cálculo del tanque TV-19.

”Se continúa con el **password** a las celdas a fin de proteger las fórmulas o datos críticos que vinculan a los datos de densidad y temperatura que son aplicados al factor de corrección de volumen evitando errores en la facturación.

”Las celdas protegidas serán deshabilitadas únicamente cuando se realicen actualizaciones por calibración de tanques y/o actualizaciones en las fórmulas de corrección por temperatura que emita API, siendo el profesionalista ... el responsable del control de acceso a las hojas de cálculo.

”Se ha instruido al personal revisar la correcta aplicación de los factores de temperatura y densidad para cada una de las corrientes durante el proceso de facturación”.

### **Notas de Crédito**

Para realizar los ajustes de las notas de crédito se utilizan los datos consignados en los comprobantes de entrega-recepción, los cuales, a su vez, están soportados con los informes de laboratorio de cada entrega, así como con los parámetros mínimos y máximos por tipo de corriente de gravedad API (°API), azufre, agua y sedimento, presión de vapor reid (PVR) y contenido de sal establecidos en la Tabla 1 “Especificaciones de calidad de los diferentes tipos de petróleo crudo por ducto y por buquetanque”, del Anexo E del Contrato de Compra Venta de Petróleo Crudo celebrado entre PEP y Pemex Refinación el 1 de octubre de 2003, modificado en 2012 con el oficio núm. PEP-SDC-GECH-000239-2011 del 31 de mayo de 2011 emitido por la Gerencia de Estrategias de Comercialización de Hidrocarburos.

Al respecto, de las 153 facturas seleccionadas se revisaron igual número de informes de laboratorio, y se observó que en éstos se consignaron las cifras de gravedad API a un decimal, a diferencia de los parámetros presentados en la Tabla 1 mencionada, en donde las cifras de ese concepto para las corrientes no exportables Naranjos, Horcón, Pozóleo, Matapionche y Perdiz se presentan a dos decimales. Conviene mencionar que dicha

situación propició la generación de las notas de crédito por la aplicación del segundo decimal.

PEP informó que los laboratorios de control de calidad “reportan el resultado a un decimal soportado en el método ASTM D 287 acreditado por la Entidad Mexicana de Acreditación, A.C., el cual utiliza un instrumento para realizar la medición de los °API que tiene una escala divisional de 0.1 grado API, por lo que no se puede reportar a 2 decimales únicamente a 1”. Por lo anterior, es necesario que PEP modifique las cifras de los parámetros contractuales para que sean consistentes con la operación.

Con motivo de la reunión de presentación de resultados y observaciones preliminares, el 15 de octubre de 2013 el Grupo Multidisciplinario de Operación, Transporte y Distribución de Hidrocarburos Sector Poza Rica informó que el Grupo Multidisciplinario de Operación de Transporte y Distribución de Hidrocarburos, Poza Rica-Altamira, con el oficio núm. PEP-SDC-GTDHRN-GMOTDHPRA-0384-2013 solicitó al Grupo Multidisciplinario de Operación de Transporte y Distribución de Hidrocarburos en Materia de Distribución de Aceite, GTDH Norte, que se modificara el Anexo “E” del contrato de compra venta de petróleo crudo entre PEP y Pemex Refinación para homologar los decimales de los valores reportados como resultados de los análisis realizados contractualmente, con los decimales que se deben reportar de acuerdo con la metodología empleada. Con el oficio núm. PEP-SDC-GTDHRN-GMOTDHMA-172-2013 el Grupo Multidisciplinario de Operación de Transporte y Distribución de Hidrocarburos en Materia de Distribución de Aceite, GTDH Norte solicitó a la Coordinación de Comercialización de Aceite de la Gerencia de Estrategias de Comercialización de Hidrocarburos que ratificara los decimales del oficio núm. PEP-SDC-GECH-000239-2011 del 31 de mayo de 2011, el cual contiene los valores a dos decimales, por lo que no se atiende lo observado.

Con motivo de la reunión de presentación de resultados finales y observaciones preliminares, el 31 de octubre de 2013 el Grupo Multidisciplinario de Operación, Transporte y Distribución de Hidrocarburos Sector Poza Rica proporcionó el oficio núm. PEP-SDC-GTDHRN-GMOTGHPRA-576-2013 del 28 de octubre de 2013 mediante el cual solicitó a la Coordinación de Operación de Transporte y Distribución de Hidrocarburos en Materia de Aceite que gestione ante la Gerencia de Estrategias de Comercialización de Hidrocarburos de la Subdirección de Distribución y Comercialización para que en conjunto con Pemex Refinación establezcan los acuerdos de modificación del Anexo “E” del Contrato de Compra Venta de Petróleo Crudo celebrado entre PEP y Pemex Refinación, a fin de homologar los decimales de los valores reportados con base al método ASTM-F-287 acreditado por la Entidad Mexicana de Acreditación, A.C.

Además, se constató que en cuatro informes de laboratorio, con núms. 044/2012, 052/2012, 045/2012 y 234/2012 (uno de Horcón, otro de Marfo y dos de Pozóleo) del 7, 24 y 8 febrero y 26 de julio, respectivamente, no se realizaron los análisis de azufre y PVR. Al respecto, PEP proporcionó los oficios núms. PEP-SDC-GTDHN-CTDHPR-061-2012, PEP-SDC-GTDHN-CTDHPR-083-2012 y PEP-SDC-GTDHN-CTDHPR-0291-2012 del 2 y 17 de febrero, y 23 de julio de 2012, respectivamente, mediante los cuales la Coordinación de Transporte y Distribución de Hidrocarburos Sector Poza Rica informó a Pemex Refinación que del 6 al 10 y del 22 al 24 de febrero, así como del 25 al 27 de julio de 2012, impartirían cursos de capacitación al personal, por lo que únicamente se podrían realizar las determinaciones de 1. Densidad, densidad relativa (gravedad específica) o gravedad API del petróleo crudo y

productos líquidos por el método del hidrómetro; 2. Gravedad API del petróleo crudo y productos del petróleo (método hidrómetro); 3. Agua y sedimento en aceite crudo por centrifugación, y 4. Sales en aceite crudo método electrométrico. Sin embargo, de acuerdo con el numeral 1.2 del apartado 1 “Determinación de la calidad para entrega por ductos”, del anexo E “Términos y condiciones de calidad de los diferentes tipos de petróleo crudo por ductos y por buquetanques” del contrato citado, “El Vendedor realizará pruebas de Calidad de todos y cada uno de los diferentes Tipos de Petróleo Crudo suministrados...”.

Conviene mencionar que con base en los resultados reportados en los informes de laboratorio, se realizan los ajustes correspondientes (notas de crédito) en el caso de que se encuentren fuera de los parámetros contractuales establecidos.

Con motivo de la reunión de presentación de resultados y observaciones preliminares, el 15 de octubre de 2013 el Grupo Multidisciplinario de Operación, Transporte y Distribución de Hidrocarburos Sector Poza Rica informó que “la causa principal se debe a que en los cursos de capacitación los horarios para impartir los mismos son por lo general de 08:00 a 16:00 horas, periodo en el cual se realizan los análisis por el personal acreditado por la Entidad Mexicana de Acreditación, A.C. (EMA A.C.) y debido a que la Norma NMX-EC-17025-IMNC-2006 establece que, para actividades de evaluación de la no conformidad en la rama química, únicamente podrá emitir resultados el personal que se encuentre acreditado por la EMA A.C.; al respecto se instruyó vía correo electrónico al personal de laboratorio con fecha 22 de mayo de 2013 para que a partir de ese momento se realicen los análisis de laboratorio; se informa también que se gestionará con personal de Pemex Refinación, que en los períodos en que se realicen cursos de capacitación a personal de laboratorio de PEP, sea Pemex Refinación quien realice los análisis y se gestionará los acuerdos correspondientes para los casos en que personal de Pemex Refinación no pueda realizar dichos análisis, éstos sean realizados a través de una tercería la cual deberá tener la competencia requerida por la EMA A.C.”.

Con motivo de la reunión de presentación de resultados finales y observaciones preliminares, el 15 de octubre de 2013 el Grupo Multidisciplinario de Operación, Transporte y Distribución de Hidrocarburos Sector Poza Rica proporcionó el oficio núm. PEP-SDC-GTDHRN-GMOTGHPRA-577-2013 del 29 de octubre de 2013 mediante el cual solicitó a Pemex Refinación que cuando el laboratorio no esté en posibilidades de realizar los análisis se aplique el punto 1.9 el Anexo “E” del Contrato de Compra Venta de Petróleo Crudo celebrado entre PEP y Pemex Refinación que establece “Si alguna prueba de calidad, de cualquiera de los laboratorios del vendedor, no obtuviera su acreditación en el plazo establecido o habiendo sido acreditada quedara fuera de vigilancia, se procederá a tomar como oficiales para la facturación, los resultados que obtenga el laboratorio del comprador, o de un laboratorio independiente”, y los resultados de los análisis que se realicen por parte de Pemex Refinación sean los que se utilicen para la facturación de los crudos Pozóleo, Marfo, Muro, Álamo y Horcón; sin embargo, no proporcionó la respuesta de Pemex Refinación a dicha solicitud.

Asimismo, de las 146 notas de crédito seleccionadas, que correspondieron a 97 informes de laboratorio, se revisaron 145 por 3,504.3 miles de pesos, ya que una por 0.1 miles de pesos se canceló, conforme a los conceptos siguientes:

(Miles de pesos)

Concepto	Cantidad	Importe
°API	29	1,958.4
Exceso de sal	15	506.8
Transporte de agua y sedimento	3	2.6
Azufre	52	1,024.0
PVR	<u>46</u>	<u>12.5</u>
Total	145	3,504.3

FUENTE: Muestra seleccionada de la base de datos de las ventas de crudo interorganismos de 2012, proporcionada por la Subdirección de Distribución y Comercialización de PEP.

Se constató que los ajustes del °API, por exceso de sal, transporte de agua y sedimento, azufre y PVR, fueron determinados de conformidad con el contrato y el oficio citados.

### **Notas de Débito**

De los ajustes realizados mediante dos notas de débito por 19.0 miles de pesos, uno, por 8.7 miles de pesos, fue en precio y correspondió a una factura de petróleo crudo de la corriente no exportable Horcón, el cual se modificó de 1,366.30 a 1,425.28 pesos por barril, de conformidad con el catálogo de precios de 2012; es decir, aumentó en 58.98 pesos por barril, por lo que considerando 147 barriles entregados, el importe a favor de PEP fue por 8.7 miles de pesos.

La segunda nota de débito por 10.3 miles de pesos se elaboró por concepto de ajustes en desbalances de volúmenes, con base en el oficio núm. PEP-SDC-GECH-000312-2012 del 22 de junio de 2012, mediante el cual la Gerencia de Estrategias de Comercialización de Hidrocarburos informó a la Gerencia de Operaciones sobre el impacto económico de las desviaciones volumétricas del programa de petróleo crudo con Pemex Refinación de abril y mayo de 2012, con objeto de aplicar el ajuste comercial por incumplimiento en la entrega-recepción del volumen contractual, el cual incluyó los 10.3 miles de pesos del crudo Arenque a favor de PEP.

En la elaboración de las dos notas de débito, PEP cumplió con el Contrato de Compra Venta de Petróleo Crudo que tiene celebrado con Pemex Refinación.

#### **12-1-18T4L-02-0040-01-002 Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción implemente mecanismos de control a fin de que, en lo subsecuente, en los reportes de datos del medidor núm. 2 (EMC Aceite Papan) de la corriente no exportable Perdiz, se registre correctamente la información en el concepto "lectura inicial", debido a que esos reportes se utilizan para calcular el volumen de petróleo crudo que se consigna en los comprobantes de entrega-recepción, ya que en la revisión de los reportes correspondientes a 25 facturas, se observó que en uno por error se registró una lectura inicial de 259,077.783 barriles en lugar de 259,177.834 barriles.

#### **12-1-18T4L-02-0040-01-003 Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción (PEP) modifique los parámetros de gravedad API para las corrientes no exportables de petróleo crudo Naranjos, Horcón, Pozóleo,

Matapionche y Perdiz, establecidos en la tabla 1 "Especificaciones de calidad de los diferentes tipos de petróleo crudo por ducto y por buquetanque", del Anexo E del Contrato de Compra Venta de Petróleo Crudo celebrado entre PEP y Pemex Refinación el 1 de octubre de 2003, los cuales se presentan a dos decimales, a fin de que sean consistentes con la operación, debido a que los laboratorios de control de calidad reportaron el resultado de las pruebas a un decimal, y de acuerdo con PEP, ese resultado está soportado en el método ASTM D 287 acreditado por la Entidad Mexicana de Acreditación, A.C., el cual utiliza un instrumento para medir los °API que tiene una escala divisional de 0.1 grado API, por lo que no se puede reportar a dos decimales sino únicamente a uno. Esta situación propició la generación de notas de crédito por la aplicación del segundo decimal.

#### 12-1-18T4L-02-0040-01-004 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción (PEP) implemente mecanismos de control a fin de que en todas las entregas de petróleo crudo a Pemex Refinación se realicen los análisis de laboratorio de contenido de azufre y presión vapor reid, ya que de 153 informes de laboratorio, en 4 no se determinaron dichos análisis, debido a que PEP comunicó a Pemex Refinación que no los realizaría porque se impartirían cursos de capacitación al personal en ciertos periodos, no obstante que en el numeral 1.2 del apartado 1 "Determinación de la calidad para entrega por ductos", del anexo E "Términos y condiciones de calidad de los diferentes tipos de petróleo crudo por ductos y por buquetanques", del Contrato de Compra Venta de Petróleo Crudo celebrado entre PEP y Pemex Refinación el 1 de octubre de 2003, se establece que "el Vendedor realizará pruebas de Calidad de todos y cada uno de los diferentes Tipos de Petróleo Crudo suministrados...".

#### 12-9-18T4L-02-0040-08-001 **Promoción de Responsabilidad Administrativa Sancionatoria**

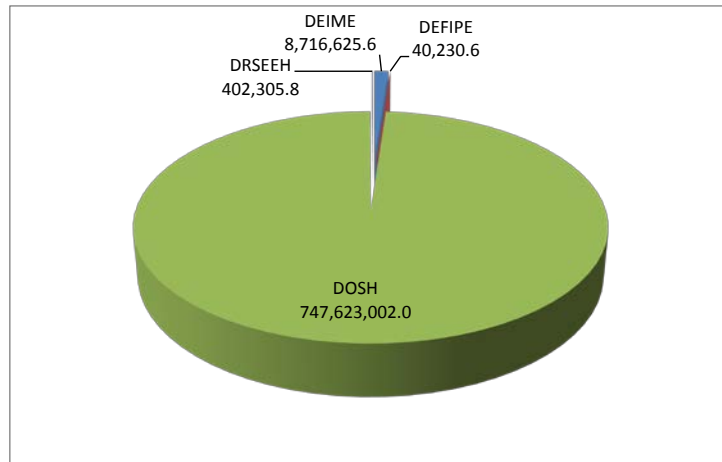
Ante el Órgano Interno de Control en Pemex Exploración y Producción para que realice las investigaciones pertinentes y, en su caso, inicie el procedimiento administrativo correspondiente por los actos u omisiones de los servidores públicos que en su gestión en la Coordinación de Transporte y Distribución de Hidrocarburos Sector Poza Rica, actual Grupo Multidisciplinario de Operación, Transporte y Distribución de Hidrocarburos Sector Poza Rica, elaboraron y autorizaron: el cálculo de los volúmenes bruto y neto de petróleo crudo de las corrientes no exportables Marfo y Pozóleo de forma indebida, ya que fue vinculado un factor de corrección por temperatura y densidad erróneo en la hoja de cálculo, lo que repercutió en 5.4 miles de barriles de petróleo crudo Marfo equivalentes a 7,431.4 miles de pesos facturados de más a Pemex Refinación (PREF), así como 1,216 barriles de petróleo crudo Pozóleo facturados de más y 74 barriles no facturados a PREF, equivalentes a 1,730.7 y 94.2 miles de pesos, respectivamente; el cálculo erróneo reportado en 12 comprobantes de entrega-recepción de la corriente no exportable Pozóleo, en los que se calculó el volumen bruto de petróleo crudo con base en el diferencial en los niveles inicial y final en metros lineales, los cuales fueron convertidos en barriles utilizando las tablas de cubicación, de lo que se obtuvo una diferencia de 97 barriles, conformada por 352 barriles facturados de más y 449 barriles no facturados a PREF, equivalentes a 472.8 y 624.9 miles de pesos, respectivamente, ya que se consideró un dígito en la conversión mientras la tabla de cubicación del tanque TV-19 tenía tres, y el cálculo erróneo del volumen bruto de un comprobante de entrega-recepción de la corriente no exportable Pozóleo, ya que se determinó, con base en el diferencial en los niveles inicial y final en metros lineales, que en la hoja de cálculo del volumen neto se registró una lectura inicial de 8.165 metros lineales, y

en el reporte de medición de aceite en tanques de almacenamiento en C.A.B. Poza Rica se consignaron 8.615 metros lineales, lo que incidió en un volumen de 1,083 barriles de petróleo crudo no facturado a PREF, equivalentes a 1,631.1 miles de pesos.

**4. Cálculo de los derechos Ordinario sobre Hidrocarburos (DOSH), para la Investigación Científica y Tecnológica en Materia de Energía (DEIME), para la Fiscalización Petrolera (DEFIPE) y para Regular y Supervisar la Exploración y Explotación de Hidrocarburos (DRSEEH)**

Pemex Exploración y Producción (PEP) presentó 54 declaraciones correspondientes al ejercicio fiscal de 2012 (36 normales y 18 complementarias) del DOSH, DEIME, DEFIPE y DRSEEH por un total de 756,782,164.0 miles de pesos, como sigue:

DOSH, DEIME, DEFIPE y DRSEEH PAGADOS, 2012  
(Miles de pesos)



FUENTE: Declaraciones normales y complementarias mensuales, trimestrales y anuales, correspondientes al ejercicio fiscal de 2012, proporcionadas por la Subgerencia Fiscal de PEP.

Los DOSH, DEIME, DEFIPE y DRSEEH se calcularon, como sigue:

CÁLCULO DEL DOSH, DEIME, DEFIPE Y DRSEEH, 2012  
(Miles de pesos)

Concepto	DOSH	DEIME	DEFIPE	DRSEEH
<b>Producción:</b>				
Valor petróleo crudo	1,217,467,308.5	1,264,191,729.7	1,264,191,729.7	1,264,191,729.7
Valor gas natural	<u>74,191,547.0</u>	<u>76,827,586.6</u>	<u>76,827,586.6</u>	<u>76,827,586.6</u>
<b>Total petróleo crudo y gas natural</b>	<b>1,291,658,855.5</b>	<b>1,341,019,316.3</b>	<b>1,341,019,316.3</b>	<b>1,341,019,316.3</b>
Costos, gastos e inversiones	219,836,014.5			
Remanente de ejercicios anteriores	<u>302,763,680.2</u>			
<b>Deducciones permitidas</b>	<b>522,599,694.7</b>			
<b>Límite de deducciones</b>	<b>115,851,015.9</b>			
<b>Deducciones:</b>				
Deducción menor (Límite de deducciones menor a deducciones permitidas)	115,851,015.9			
Derecho Extraordinario sobre Exportación de Petróleo Crudo (DESEP)	13,449,993.6			
Remanente del Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización (DSHFE) <sup>1/</sup>	108,296,737.4			
Parte proporcional DEIME <sup>2/</sup>	8,395,782.6			
Parte proporcional DEFIPE <sup>2/</sup>	38,749.7			
Monto adicional de 0.50 dólares por cada millar de pie cúbico de gas no asociado de 2012 respecto a 2006	<u>0.0</u>			
<b>Total de deducciones</b>	<b>246,032,279.2</b>			
<b>Base gravable</b>	<b>1,045,626,576.3</b>	<b>1,341,019,316.3</b>	<b>1,341,019,316.3</b>	<b>1,341,019,316.3</b>
Tasa	<u>71.5%</u>	<u>0.65%</u>	<u>0.003%</u>	<u>0.03%</u>
<b>Derecho causado</b>	<b>747,623,002.0</b>	<b>8,716,625.6</b>	<b>40,230.6</b>	<b>402,305.8</b>

FUENTE: Declaraciones normales y complementarias mensuales, trimestrales y anuales correspondientes al ejercicio fiscal de 2012, proporcionadas por la Subgerencia Fiscal de PEP.

- 1/ El remanente del DSHFE es el impuesto efectivamente pagado de este derecho, menos el DESEP.
- 2/ La parte proporcional del DEIME y DEFIPE se determina con base en la participación del volumen de petróleo crudo y gas utilizado para el cálculo del DOSH en el total.

Para determinar la base gravable del DEFIPE, DEIME y DRSEEH, la Subgerencia Fiscal utilizó el total de la producción de petróleo crudo y gas natural y para el DOSH la registrada para los campos del régimen general en el Sistema de Información de Balance de Hidrocarburos (SIBH). Al respecto, la Gerencia de Operaciones (GO) informó en forma mensual sobre la producción a esa Subgerencia mediante el SIBH.

Se compararon los volúmenes de producción de petróleo crudo (de exportación y no exportable) y gas natural reportados en el SIBH, con los presentados en las declaraciones mensuales del DOSH y del DRSEEH, y trimestrales del DEIME y DEFIPE, y se determinó una diferencia en el petróleo crudo de exportación correspondiente a octubre de 2012 por 152.8 miles de barriles que no fueron reportados en las declaraciones, lo que incidió en importes no pagados del DRSEEH, DEIME y DEFIPE y DOSH, como se presenta más adelante.

Dicho volumen correspondió al petróleo crudo superligero del campo Nejo de la Región Norte.

Al respecto, el 8 de julio de 2013 la Subgerencia Fiscal de PEP informó lo siguiente:

- “La producción de crudo total reportada por la Gerencia de Operaciones en el Sistema de Información de Balance de Hidrocarburos (SIBH) al cierre del mes de octubre 2012 fue de 2,536.581 mbd.
- “Un mes después, para el cierre de noviembre, se observó que la producción total de crudo del mes de octubre se había modificado de 2,536.581 mbd a 2,541.509 mbd. Diferencia 4.928 mbd x 31 días de octubre = a 152.768 mb.
- “Fiscal informó de esta situación a la Gerencia de Operaciones y a Tecnología de la Información para investigar las causas, haciendo mención de que no se había desbloqueado el ‘Sistema de Información de Balance de Hidrocarburos’ (SIBH) para el mes de octubre 2012, con la finalidad de que se modificara o cambiara la producción de crudo de ese mes.
- “Al no contar con la justificación del cambio de producción de crudo (en el campo Nejo) por el mes de octubre, no era posible presentar declaración complementaria porque a su vez el Corporativo solicita una explicación a Fiscal. Asimismo, se solicitó una explicación sobre el hecho de haber modificado la producción sin haber solicitado al área Fiscal que desbloqueara el SIBH, ya que conforme al procedimiento correspondiente la única área autorizada para hacerlo es la Subgerencia Fiscal, situación que en los hechos que se describen no se produjo. Por lo antes expuesto el área Fiscal continúa en espera de la información solicitada para presentar la declaración complementaria correspondiente.

“Con la finalidad de proporcionar las evidencias de lo antes descrito se procede a relacionar lo siguiente:

N° evid	Fecha	Descripción del suceso	Evidencia
1	14-nov-2012	Se recibe correo de la Gerencia de Operaciones (GO) donde informa al área Fiscal que ya quedó oficializada la producción de crudo del mes de octubre 2012 en el SIBH, y que no se incluye la producción de crudo que el Activo Burgos pudiera reportar en el Sistema Nacional de Información de Producción (SNIP) para el mismo periodo.	Correo electrónico
2	14-nov-2012	Fiscal recepciona la producción de crudo de octubre 2012 en el SIBH e informa a la GO.	Correo electrónico
3	16-nov-2012	Fiscal recibe correo de la GO con las cifras nacionales de producción de crudo del mes de octubre 2012 (cuadro resumen)	Correo electrónico
4	21-dic-2012	Para el cierre fiscal de noviembre se genera correo dirigido a Tecnología de Información (TI) con copia a la GO donde Fiscal informa que la producción total de crudo del mes de octubre no es la misma que habían reportado para ese mes, manifestando que existe una diferencia de 4.928 mbd de más (4.9273 X 31 días = 152.7463 mb), contra la producción originalmente reportada.	Correo electrónico
5	21-dic-2012	Fiscal recibe respuesta de TI donde expone que se revisaron correos históricos para ver si hay alguna evidencia de algún cambio en el SIBH que haya impactado a la información de octubre 2012 y el CAMPO NEJO. TI concluye que el único dato de octubre 2012 modificado fue para el Balance de GAS (factor del campo Nejo).	Correo electrónico

N° evid	Fecha	Descripción del suceso	Evidencia
6	21-dic-2012	Fiscal comenta que con relación a la respuesta anterior se adjuntan comentarios y pantallas del SIBH, haciendo mención de que Fiscal no desbloqueó el mes de octubre 2012 para que se pudiera modificar.	Correo electrónico
7	21-dic-2012	TI adjunta pantalla, donde menciona que la producción de crudo súper ligero correspondiente a octubre 2012, señalando que esa información es la que está almacenada en la Base de Datos del SIBH. Menciona que le llama la atención que la fecha de registro/última modificación" en cada registro del campo NEJO dice 05/Dic/2012, pero que es información del cierre de octubre 2012. Menciona que el usuario de SIBH asociado a la modificación es "AC_CCANA" ... desconociendo que proceso/acción realizó el usuario el 05/Dic/2012 en el SIBH relacionado a los registros de Producción Crudo de octubre 2012.	Correo electrónico
8	21-dic-2012	Fiscal envía correo a la GO preguntando si se conoce al usuario asociado a la modificación.	Correo electrónico
9	21-dic-2012	GO contesta que es usuario del Activo Burgos, y que un punto importante es que la Gerencia de Recursos Financieros (GRF) debe desbloquear el SIBH previa solicitud del Activo.	Correo electrónico
10	21-dic-2012	Fiscal contesta a GO que el personal de Fiscal no desbloqueó la producción de crudo del mes de octubre, por lo que próximamente se convocaría a una reunión en sede a las áreas involucradas en el proceso, con la finalidad de investigar las causas.	Correo electrónico
11	10-ene-2013	Se lleva a cabo junta de trabajo en la GRF, donde acude personal de TI de Burgos y Sede, de la GO y de la Subgerencia Fiscal, para tratar diversos temas entre ellos el del cambio de producción de crudo del mes de octubre en el SIBH.	Se adjunta agenda de la reunión y la Minuta generada.
12	22-ene-2013	Continúa reunión en la GRF, para revisar compromisos y tema del cambio de producción de crudo del mes de octubre en el SIBH.	Se adjunta minuta.
13	13-feb-2013	Fiscal envía correo de recordatorio a TI solicitando información respecto a los compromisos contraídos en la reunión.	Correo electrónico
14	14-feb-2013	TI contesta que dada la contingencia del pasado 31 de enero de 2013 en las oficinas de Marina Nacional, no han podido atender los compromisos acordados.	Correo electrónico
15	13-jun-2013	Fiscal envía recordatorio a TI sobre el asunto en cuestión.	Correo electrónico
16	20-jun-2013	TI envía correo informando que no se ha revisado en su totalidad la lógica del porqué se pudo modificar.	Correo electrónico

...”

En la minuta de reunión de trabajo del 10 de enero de 2013 se trataron los asuntos y acuerdos siguientes:

- “La producción de crudo, gas asociado, no asociado y condensado del campo Nejo de febrero de 2010 al mes de noviembre de 2012, ya se encuentra cargada en el SNIP.
- “La Subgerencia Fiscal solicitará a GO-TI el respaldo de la información de febrero de 2010 a la fecha, mes a mes”.

De igual forma, en la minuta de reunión de trabajo del 22 de enero de 2013 se trataron los asuntos y acuerdos siguientes:

- “Asignación de especialista por parte de TI, para apoyo de tiempo completo en las actividades que se llevarán a cabo por parte de los activos, gerencias de Transporte y Distribución de Hidrocarburos (GTDHS), GO, y la Subgerencia Fiscal respecto a las modificaciones que se encuentra realizando el Activo Integral Burgos (AIB) para crudo y gas en el SIBH. (Periodo febrero 2010 a la fecha).

- "Independiente del punto anterior, se iniciará con la gestión para el proceso de carga de la producción del crudo en el SIBH:
- "Con relación al cambio de la producción del crudo en el mes de octubre al cierre de noviembre, se solicita a TI verificar las reglas de negocio para que no permita la realización de cambios, una vez hechos los bloqueos".

PEP proporcionó evidencia de que el encargado de la sección de medición gas del AIB, con puesto de Especialista Técnico "C", fue el usuario del Sistema de Información de Balance de Hidrocarburos que modificó los datos de producción en octubre.

Con motivo de la reunión de resultados y observaciones preliminares, el 14 de octubre de 2013 la Subgerencia de Planeación e Información Financiera de la Gerencia de Recursos Financieros de PEP proporcionó respuesta de las subdirecciones de Distribución y Comercialización, de Administración y Finanzas y de Producción Región Norte en la que informaron lo siguiente:

"En el mes de octubre de 2012 se toman las cifras registradas en SIBH para los efectos tributarios correspondientes sin embargo esa cifra no incluye la producción del Campo Nejo porque dicha información no estaba cargada en el SIBH, es hasta finales de noviembre que se concluyen los trabajos para la carga masiva de producción de Nejo en el SNIP desde febrero de 2010 hasta octubre de 2012.

"El 5 de diciembre de 2012 al personal del AIB se le comunica que se realizará prueba del SIBH con la participación de la Dirección Corporativa de Tecnología de Información y Procesos de Negocio (DCTIyPN) con su representante a nivel Regional.

"Al entrar al sistema SIBH personal de AIB visualiza información correspondiente al mes de octubre 2012 y por una vulnerabilidad del propio sistema la información de Aceite Superligero de Nejo de este mes quedó registrada, sin que se hayan activado los candados de seguridad que debería tener el sistema. Lo cual queda confirmado por DCTIyPN en reunión de trabajo del 1 de octubre de 2013 donde indica DCTIyPN que el SIBH actualmente es vulnerable y que el 5 de diciembre de 2012 no existió un ambiente de pruebas, el cual debió existir de acuerdo a los protocolos de TI 'para desarrollo y sistemas evolutivos de sistemas'.

"Como atención a la problemática presentada, la DCTIyPN implementará los siguientes mecanismos de control:

- A) "Que el SIBH NO permita la integración de información (aún para activos o productos nuevos), para periodos revisados, oficializados y recibidos fiscalmente, si no es mediante la autorización de la Subgerencia Fiscal.
- B) "Que está trabajando en las medidas de control que se implementarán en el SIBH, las cuales estiman terminarán en 4 semanas.
- C) "La Gerencia de Servicios Técnicos Especializados de la DCTIyPN, notificará a las áreas usuarias para realizar las pruebas correspondientes en el sistema en un ambiente de desarrollo, una vez concluido el punto anterior".

Con motivo de la reunión de resultados finales y observaciones preliminares, el 28 de octubre de 2013 la Gerencia de Operaciones y los grupos multidisciplinarios en Materia de Distribución de Aceite y Gas, de la Subdirección de Distribución y Comercialización

proporcionaron el informe “Análisis de los mecanismos de control en el proceso de integración mensual de aceite del Sistema de Balance de Hidrocarburos (SIBH)” elaborado por la Gerencia de Desarrollo de la Subdirección de Integración de Soluciones y Procesos de Negocio en julio de 2013 con el que se sustenta lo informado con motivo de la reunión de resultados y observaciones preliminares.

Adicionalmente, proporcionaron el oficio del 16 de mayo de 2012 mediante el cual la Gerencia de Programación y Evaluación Operativa de la Subdirección de Planeación y Evaluación de PEP solicitó a la GO la adecuación del SNIP para incluir la producción de crudo del campo Nejo del AIB y señaló que esa adecuación se requería a la brevedad posible para responder con oportunidad a las necesidades del reporte de producción de dicho Activo.

Asimismo, proporcionaron el oficio del 25 de mayo de 2012 con el cual la Subdirección de Distribución y Comercialización solicitó a la Subdirección de Integración de Soluciones y Procesos de Negocio la instalación del Módulo de Aceite del SNIP para incluir la producción citada, así como realizar las adecuaciones al SIBH, a fin de garantizar la consistencia entre dichos sistemas y le indicó que se requería disponer a la brevedad de las adecuaciones solicitadas a esos sistemas, para responder a los requerimientos de manejo de información de producción en ese centro de trabajo.

Al respecto, se revisó el Manual de Organización de Estructura Básica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, vigente en 2012, en el que se identificaron las funciones siguientes:

“XI. Petróleos Mexicanos (Corporativo)

“1.4.3 Subdirección de Integración de Soluciones y Procesos de Negocio

- "V. Atender los requerimientos tecnológicos para instrumentar los controles internos en las aplicaciones y sistemas de información de PEMEX y Organismos Subsidiarios;
- "VIII. Administrar y supervisar los servicios de diseño, desarrollo e implantación de soluciones de Tecnología de Información en PEMEX y Organismos Subsidiarios;
- "IX. Administrar el desarrollo, mantenimiento y evolución de aplicaciones y sistemas de información de PEMEX y Organismos Subsidiarios, y...

#### “1.4.3.1 Gerencia de Desarrollo

- "II. Realizar el mantenimiento preventivo, correctivo y evolutivo de los sistemas y aplicaciones de Tecnología de Información en PEMEX y Organismos Subsidiarios;
- "III. Realizar la administración de cambios y el control de versiones en los sistemas y aplicaciones de Tecnología de Información en PEMEX y Organismos Subsidiarios;
- "IV. Realizar el aseguramiento de calidad y las pruebas integrales de las soluciones de Tecnología de Información en PEMEX y Organismos Subsidiarios;
- "V. Atender los requerimientos de mantenimiento de datos en los sistemas y aplicaciones de Tecnología de Información de PEMEX y Organismos Subsidiarios, y
- "VI. Instrumentar la segregación de funciones en las aplicaciones y sistemas de información de PEMEX y Organismos Subsidiarios.

#### ”XI. Pemex Exploración y Producción

##### ”1.8.2.2 Gerencia de Programación y Evaluación Operativa

- "III. Realizar la administración de cambios y el control de versiones en los sistemas y aplicaciones de Tecnología de Información en PEMEX y Organismos Subsidiarios;

##### ”1.8.13.2 Gerencia de Coordinación Operativa

- "III. Impulsar y verificar los programas de medición tanto de crudo como de gas, y auditar los reportes de producción para asegurar una contabilidad fidedigna de hidrocarburos;”

Como se mencionó en el resultado núm. 1 de este informe, PEP no incluyó con oportunidad en el SNIP la producción de petróleo crudo de exportación superligero del campo Nejo de la Región Norte por 1,238.6 miles de barriles de enero a septiembre de 2012 y, por lo tanto, no se reflejó en ese periodo en el SIBH, y se informaron 15,676,522.8 miles de pies cúbicos de gas asociado de dicho campo como gas no asociado en esos sistemas, además, conforme a este resultado, en octubre no se incluyeron 152.8 miles de barriles de petróleo crudo de ese mismo campo en la declaración correspondiente. Situaciones que afectaron el cálculo de la deducción límite y de los 0.50 dólares por cada millar de pie cúbico de gas natural no asociado extraído, adicional al volumen de extracción registrado en 2006, y que, en su conjunto, repercutieron en omisiones de pago por 1,231,042.2, 11,540.5, 53.3 y 532.6 miles de pesos del DOSH, DEIME, DEFIPE y DRSEEH, respectivamente, en incumplimiento de los artículos 254, 254 Bis, 254 Ter, 254 Quáter, 255 y 258 de la Ley Federal de Derechos. Estas cantidades totalizaron 1,243,168.6 miles de pesos.

Respecto de los 1,238.6 miles de barriles de producción del campo Nejo no reportados de enero a septiembre de 2012 en el SIBH, así como de los 15,676,522.8 miles de pies cúbicos de gas asociado de ese campo presentados indebidamente como gas no asociado en dicho sistema, el 4 de julio de 2013 el Grupo Multidisciplinario de Operación de Pozos e Instalaciones de Explotación del Activo Integral Burgos informó que “De enero a septiembre

de 2012 el campo Nejo se reportó en el SIBH como campo productor de gas no asociado, sin embargo, el sistema SIBH no estaba preparado para registrar producción de crudo de este campo en el periodo mencionado.

“Al inicio de operaciones el campo Nejo nace como productor de gas no asociado y como tal se reportó en el SIBH como campo productor de gas no asociado, sin embargo, el sistema SIBH no estaba preparado para registrar producción de gas asociado de este campo en el periodo de enero a septiembre 2012. Por lo que respecta al registro en SNIP señalamos que personal de Tecnología de Información (TI) SEDE realiza carga retroactiva el 23 de noviembre 2012 del periodo enero – octubre 2012.

“Se informa que el día 25 de mayo de 2007 inicia a producir Gas No Asociado el campo 12566 ‘Nejo’..., siendo hasta el 1 de febrero de 2010 cuando inicia la producción de aceite... A partir de febrero 2010 el campo 12566 ‘Nejo’ produce Gas No Asociado y Aceite (Súper-Ligero).

“...el campo produce los dos tipos de gas, por lo cual en el sistema aparece como gas asociado y gas no asociado, sin embargo los reportes en SNIP iniciaron en el 2007 cuando entró en operación el campo ‘Nejo’...y es hasta noviembre de 2012 que se registra en forma retroactiva la producción de aceite (Súper-Ligero) en este sistema (se notifica con oficio número AAIB-CDE-433-2012 signado por el Coordinador de Diseño de Explotación)...”.

Además, respecto de la carga retroactiva realizada el 23 noviembre de 2012 de la producción del campo Nejo, el 5 de agosto de 2013 la Gerencia de Control de Gestión proporcionó nota informativa sin fecha, mediante la cual personal de la Subdirección de Distribución y Comercialización, del AIB y de la Subdirección de Planeación y Evaluación informaron que las causas fueron las siguientes:

- “... el Sistema Nacional de Información de Producción (SNIP), para el caso del Activo Integral Burgos no estaba habilitado, por ser tradicionalmente productor de gas no asociado. A partir de la certificación de las reservas realizada en 2011 por la compañía..., se reportaron yacimientos con hidrocarburos líquidos y de gas.
- “Dado que el Activo Integral de Burgos es el principal productor de gas no asociado, se requirió cambiar la infraestructura del sistema SNIP, el cual no estaba habilitado para que se reportara la producción de líquidos, por lo que se vio en la necesidad de llevar a cabo la reingeniería al sistema y al día de hoy continúan las labores para la adecuación del sistema”.

Con motivo de la reunión de resultados y observaciones preliminares, el 14 de octubre de 2013 la Subgerencia de Planeación e Información Financiera de la Gerencia de Recursos Financieros de PEP proporcionó respuesta de las subdirecciones de Distribución y Comercialización, de Administración y Finanzas y de Producción Región Norte en la que informaron lo siguiente:

“Los Grupos...no informaron a la autoridad en ningún momento, que ‘no se modificó la base de datos del SNIP ni la del SIBH de febrero de 2010 a diciembre de 2011’ tal como se menciona, sino que por parte de los mismos no se efectuó esta actividad.

“El Activo Integral Burgos aclara que tampoco es responsabilidad de ellos la modificación o carga en las bases de datos del SNIP, con respecto al módulo de

aceite y SIBH, esta acción de cargar y/o modificar la realiza DCTIyPN a solicitud del AIB.

”Se aclara que en el AIB el módulo para captura de información de aceite y gas asociado todavía no ha sido liberado para carga de información del personal del propio activo, a la fecha se envía la información a la DCTIyPN para efectuar la carga.

”Como se desprende de todo lo anteriormente expuesto, las causas del presunto incumplimiento consisten o radican en una problemática muy compleja (configuración de los sistemas de registro SNIP y SIBH) por lo cual, la regularización fiscal que implica la determinación de los Derechos multicitados se efectuará cuando se resuelva la problemática aludida. Se considera un lapso de tiempo aproximado de 6 meses, con base en los roles y responsabilidades que señala el Procedimiento Administrativo para la Generación de los Reportes de Producción de Crudo y Balance de Gas por Régimen Fiscal, Clave: 200-74000-PA-257, aprobado por la Dirección General de Pemex Exploración y Producción del SIBH”.

Conforme a lo expuesto, al solicitar la modificación del SNIP hasta el 16 de mayo de 2012 la Gerencia de Programación y Evaluación Operativa de la Subdirección de Planeación y Evaluación incumplió el numeral III del apartado 1.8.2.2. de la sección XI. Pemex Exploración y Producción, del manual citado; además, al no auditar los reportes de producción para asegurar una contabilidad fidedigna de hidrocarburos la Gerencia de Coordinación Operativa de la Subdirección de Producción Región Norte incumplió el numeral III del apartado 1.8.13.2, de la sección XI. Pemex Exploración y Producción, del manual citado.

Asimismo, al no asegurar la existencia de un ambiente de pruebas en el SIBH el 5 de diciembre de 2012, para modificar el registro de la producción de petróleo crudo del campo Nejo, correspondiente a octubre de ese año, la Gerencia de Desarrollo y la Subdirección de Integración de Soluciones y Procesos de Negocio de la DCTIyPN incumplió los numerales II, III, IV, V y VI del apartado 1.4.3.1, de la sección XI. Petróleos Mexicanos (Corporativo), del manual citado.

Se observa también que la Subdirección de Integración de Soluciones y Procesos de Negocio de la DCTIyPN no habilitó con oportunidad el SNIP y el SIBH para reportar la producción de petróleo crudo y gas asociado del campo Nejo, ya que desde mayo de 2012 la Subdirección de Distribución y Comercialización de PEP le solicitó adecuar el SNIP y el SIBH a la brevedad, para incluir la producción citada; sin embargo, la carga retroactiva del periodo enero a octubre de 2012 en el SNIP, se realizó hasta el 23 de noviembre de ese año y al cierre de 2012 el SIBH aún permanecía sin ser habilitado, en incumplimiento de los numerales V, VIII y IX, del apartado 1.4.3, de la sección XI. Petróleos Mexicanos (Corporativo), del manual mencionado.

Como se mostró en el cálculo presentado al inicio de este resultado, para determinar la base gravable del DOSH se dedujeron la parte proporcional del DEIME y del DEFIPE, el DESEP y el remanente del DSHFE, una vez acreditado el DESEP. Conviene señalar que de estos dos últimos derechos se realizaron las auditorías núms. 24 y 29, respectivamente.

La deducción de la parte proporcional del DEIME y DEFIPE presentada en las declaraciones se determinó con base en el porcentaje de participación del valor del volumen de producción de petróleo crudo y gas natural del DOSH en el valor del volumen total, el cual representó el 96.3%. Dicho porcentaje se aplicó al DEIME y DEFIPE pagados durante 2012

por 8,716,625.6 y 40,230.6 miles de pesos y se obtuvieron los 8,395,782.6 y 38,749.7 miles de pesos que fueron deducidos, respectivamente.

Las deducciones del DESEP y el DSHFE presentadas en las declaraciones del DOSH, por 13,449,993.6 y 108,296,737.4 miles de pesos, coincidieron con los importes pagados por esos derechos.

Con motivo de la intervención de la Auditoría Superior de la Federación, el 20 de diciembre de 2013 la Gerencia de Control de Gestión de PEP informó que la Subgerencia Fiscal realizó el pago de los derechos de 2012, el 18 de diciembre de 2013, por 1,883,811.6 miles de pesos, que incluyen actualizaciones y recargos, de los cuales 1,868,238.9, 14,825.5, 68.4 y 678.8 miles de pesos, correspondieron al DOSH, DEIME, DEFIPE y DRSEEH, respectivamente. Para su determinación PEP consideró la producción de petróleo crudo de exportación superligero, gas asociado y no asociado de 2012 del campo Nejo de la Región Norte. Al respecto, proporcionó la evidencia del pago realizado.

#### 12-1-18T4I-02-0040-01-001 **Recomendación**

Para que Petróleos Mexicanos implemente mecanismos de control y seguridad para el acceso al Sistema de Información de Balance de Hidrocarburos (SIBH), a fin de que no admita cambios en la información que se registra una vez que se oficialicen los volúmenes de producción registrados y bloquee los accesos, ya que se observó que el 5 de diciembre de 2012 fue modificada la producción de petróleo crudo de exportación correspondiente a octubre de ese año por 152.8 miles de barriles del campo Nejo del Activo Integral Burgos de la Región Norte, toda vez que en esa fecha se realizaría prueba en el SIBH para la carga de producción; sin embargo, no existió un ambiente de pruebas, por lo que la información quedó registrada sin que se activaran los candados de seguridad del mismo sistema.

#### 12-9-18T4I-02-0040-08-001 **Promoción de Responsabilidad Administrativa Sancionatoria**

Ante el Órgano Interno de Control en Petróleos Mexicanos para que realice las investigaciones pertinentes y, en su caso, inicie el procedimiento administrativo correspondiente, por los actos u omisiones de los servidores públicos que en su gestión en la Subdirección de Integración de Soluciones y Procesos de Negocio de la Dirección Corporativa de Tecnología de Información y Procesos de Negocio, no aseguraron la existencia de un ambiente de pruebas en el Sistema de Información de Balance de Hidrocarburos (SIBH), ya que el 5 de diciembre de 2012 fue modificado por personal del Activo Integral Burgos de Pemex Exploración y Producción (PEP) el registro del volumen de producción de petróleo crudo de exportación de octubre de ese año de los campos del régimen general, al incrementar 152.8 miles de barriles de la producción del campo Nejo en ese sistema, toda vez que en esa fecha se realizaría prueba para la carga de producción; sin embargo, no existió un ambiente de pruebas, por lo que la información quedó registrada sin que se activaran los candados de seguridad del mismo sistema; asimismo, por los actos u omisiones de los servidores públicos de esa subdirección que no habilitaron con oportunidad el Sistema Nacional de Información de Producción (SNIP) y el SIBH para reportar la producción de petróleo crudo y gas asociado de ese campo, ya que desde mayo de 2012 la Subdirección de Distribución y Comercialización de PEP solicitó a la Subdirección de Integración de Soluciones y Procesos de Negocio adecuar el SNIP y el SIBH a la brevedad, para incluir la producción citada; sin embargo, la carga retroactiva del periodo enero a

octubre de 2012 en el SNIP, se realizó hasta el 23 de noviembre de ese año y al cierre de 2012 el SIBH aún permanecía sin ser habilitado.

**12-9-18T4L-02-0040-08-002 Promoción de Responsabilidad Administrativa Sancionatoria**

Ante el Órgano Interno de Control en Pemex Exploración y Producción para que realice las investigaciones pertinentes y, en su caso, inicie el procedimiento administrativo correspondiente, por los actos u omisiones de los servidores públicos que en su gestión en la Gerencia de Programación y Evaluación Operativa de la Subdirección de Planeación y Evaluación y en la Gerencia de Coordinación Operativa de la Subdirección de Producción Región Norte, no llevaron a cabo con oportunidad, en su ámbito de competencia, las actividades necesarias para incorporar en el Sistema Nacional de Información de Producción (SNIP) y en el Sistema de Información de Balance de Hidrocarburos (SIBH) la producción de petróleo crudo y gas asociado del campo Nejo del Activo Integral Burgos de la Región Norte, ya que se observó que hasta mayo de 2012 se iniciaron las gestiones para adecuar el SNIP y el SIBH, a fin de incluir la producción de crudo de ese campo y hasta finales de noviembre del mismo año se realizó carga retroactiva en el SNIP, correspondiente a la producción del periodo enero a octubre de 2012, y al cierre de ese año el SIBH aún no estaba preparado para el registro de la producción mencionada, lo que propició que no se reportara la producción de 1,238.6 miles de barriles de exportación superligero en el SIBH; se registraran 15,676,522.8 miles de pies cúbicos de gas asociado como gas no asociado en ese sistema y se modificara el volumen de producción de petróleo crudo de exportación de octubre de 2012 de los campos del régimen general, al incrementar 152.8 miles de barriles de la producción de ese campo; situaciones que afectaron el cálculo de la deducción límite y de los 0.50 dólares por cada millar de pie cúbico de gas natural no asociado extraído, adicional al volumen de extracción registrado en 2006, y que en su conjunto repercutieron en omisiones de pagos por 1,231,042.2, 11,540.5, 53.3 y 532.6 miles de pesos de los derechos Ordinario sobre Hidrocarburos, para la Investigación Científica y Tecnológica en Materia de Energía, para la Fiscalización Petrolera, y para Regular y Supervisar la Exploración y Explotación de Hidrocarburos, respectivamente.

### 5. Pago y registro contable de los derechos Ordinario sobre Hidrocarburos (DOSH), para la Investigación Científica y Tecnológica en Materia de Energía (DEIME), para la Fiscalización Petrolera (DEFIPE) y para Regular y Supervisar la Exploración y Explotación de Hidrocarburos (DRSEEH)

Pemex Exploración y Producción (PEP) presentó 54 declaraciones del DOSH, DEIME, DEFIPE y DRSEEH correspondientes al ejercicio fiscal de 2012; 36 normales (mensuales fueron 12 del DOSH y 12 del DRSEEH, trimestrales 4 del DEIME y 4 del DEFIPE, y anuales de cada derecho) y 18 complementarias (14 del DRSEEH y 4 del DOSH). Las 36 declaraciones normales fueron presentadas en el plazo previsto en los artículos 254, 254 Bis, 254 Ter, 254 Quáter y 255 de la Ley Federal de Derechos.

En 2012, PEP pagó 756,782,164.0 miles de pesos del DOSH, DEIME, DEFIPE y DRSEEH, más 7,043.4 miles de pesos, de los cuales 0.3 miles de pesos correspondieron a actualizaciones y 7,043.1 miles de pesos a recargos; el pago se realizó en efectivo y mediante compensación del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS) negativo, de conformidad con la normativa. El monto pagado se conformó como sigue:

PAGO DEL DOSH, DEIME, DEFIPE Y DRSEEH EFECTUADO POR PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, 2012  
(Miles de pesos)

Concepto	DOSH	DEIME	DEFIPE	DRSEEH	Total
Derecho a cargo	747,623,002.0	8,716,625.6	40,230.6	402,305.8	756,782,164.0
Más					
Actualización y recargos	<u>7,024.5<sup>1/</sup></u>	<u>0.0</u>	<u>0.0</u>	<u>18.9<sup>2/</sup></u>	<u>7,043.4</u>
Total a pagar	747,630,026.5	8,716,625.6	40,230.6	402,324.7	756,789,207.4
Forma de pago					
Efectivo	623,286,552.4	8,716,625.6	40,230.6	402,324.7	632,445,733.3
Compensación de IEPS negativo	<u>124,343,474.1</u>				<u>124,343,474.1</u>
Total pagado	747,630,026.5	8,716,625.6	40,230.6	402,324.7	756,789,207.4

FUENTE: Declaraciones normales y complementarias del DOSH, DEIME, DEFIPE y DRSEEH correspondientes al ejercicio fiscal de 2012, proporcionadas por la Subgerencia Fiscal de PEP.

1/ Cifra integrada por 0.3 y 7,024.2 miles de pesos de actualización y recargos, respectivamente.

2/ Recargos.

Respecto del pago de actualizaciones y recargos del DOSH, se presentaron tres declaraciones complementarias: una de enero, una de febrero y una de julio de 2012, por 0.3 y 7,024.2 miles de pesos, por ambos conceptos. El cálculo de los recargos se realizó de forma correcta.

De los 7,024.2 miles de pesos de recargos del DOSH, 7,023.4 miles de pesos se originaron porque el 29 de noviembre de 2011 la Unidad de Política de Ingresos de la Subsecretaría de Ingresos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público autorizó a PEP que, a partir del 1 de enero de 2012, se incluyeran en el inventario de los campos marginales 14 campos: San Andrés, Remolino, Tierra Blanca, Potrero del Llano-Horcones, Hallazgo, Cerro Viejo, Temapache, Alazán, Vara Alta, Kach, Amoca, Alak, Tecoalli e Ichalkil. Asimismo, PEP proporcionó los oficios y correos electrónicos mediante los cuales la Subgerencia Fiscal

solicitó que se realizaran los ajustes correspondientes en el Sistema de Información de Balance de Hidrocarburos.

El pago de 0.8 miles de pesos de recargos restantes y de 0.3 miles de pesos de actualización se debió a que el 18 de febrero de 2013 la Subgerencia de Consolidación de Obligaciones Fiscales de la Gerencia Fiscal de Petróleos Mexicanos informó a la Subgerencia Fiscal que en diciembre de 2012 Pemex Refinación presentó la declaración complementaria núm. 1 del IEPS de julio del mismo año, con lo que disminuyó el efecto negativo de ese impuesto por 11.5 miles de pesos, debido a la disminución de dicho efecto en los autoconsumos, por lo que PEP debía presentar una declaración complementaria del DOSH de julio de 2012, a fin de disminuir la aplicación que realizó del IEPS negativo por esa cantidad.

En cuanto a las 14 declaraciones complementarias del DRSEEH, los recargos por 18.9 miles de pesos se calcularon en forma correcta, en cumplimiento de los artículos 17-A y 21 del Código Fiscal de la Federación. Respecto de las causas del pago de dichos recargos, se identificó que conforme al numeral 1 del apartado “Descripción de Actividades”, del “Procedimiento Administrativo para el Cálculo del Derecho para Regular y Supervisar la Exploración y Explotación de Hidrocarburos”, clave núm. 200-74000-PA-265, PEP tiene prevista la presentación de declaraciones mensuales del DRSEEH con cifras previas y, por lo tanto, la presentación de declaraciones complementarias mensuales.

Al respecto, la Subgerencia Fiscal informó que la causa por la cual se tiene previsto generar la declaración normal con cifras preliminares es que en la fecha de su presentación la Subgerencia Fiscal no cuenta con todos los insumos reales para determinar la causación de este derecho, debido a que la producción de crudo, la producción de gas, los precios de crudo no exportable y el precio de gas natural son determinados y proporcionados por la Gerencia de Operaciones y la Gerencia de Estrategias y Comercialización de Hidrocarburos, según corresponda, alrededor de los días 14-17 de mes calendario, por lo que se presenta en forma mensual una declaración complementaria para ese derecho, y ésta puede resultar, tanto a favor como a cargo.

Por otra parte, el registro contable del pago de los cuatro derechos mencionados se realizó en las cuentas núms. 65080000 “Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos”; 65090000 “Derecho para el Fondo de Investigación Científica y Tecnológica en Materia de Energía”; 65100000 “Derecho para la Fiscalización Petrolera”, y 65080010 “Derecho para Regular y Supervisar la Exploración y Explotación de Hidrocarburos” por 747,623,002.0, 8,716,625.6, 40,230.6 y 402,305.8 miles de pesos, cifras que coincidieron con las presentadas en la balanza de comprobación y con los importes a cargo informados en las declaraciones.

## **6. Cálculo y distribución de la participación del Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos (DOSH)**

El artículo 261 de la Ley Federal de Derechos establece que:

“Para los efectos del artículo 2 de la Ley de Coordinación Fiscal, a la recaudación obtenida por el derecho ordinario sobre hidrocarburos, por el derecho especial sobre hidrocarburos y por el derecho adicional sobre hidrocarburos a que se refieren los artículos 254, 257 Quáter y 257 Séptimus de esta Ley, respectivamente, se le aplicará la tasa de 85.31%; el monto que resulte de esta operación se considerará como recaudación federal participable.

”El 3.17% de la recaudación obtenida por el derecho ordinario sobre hidrocarburos, por el derecho especial sobre hidrocarburos y por el derecho adicional sobre hidrocarburos a que se refieren los artículos 254, 257 Quáter y 257 Séptimus de esta Ley, respectivamente, se multiplicará por el factor de 0.0148; el monto que resulte de esta operación se destinará a los municipios colindantes con la frontera o litorales por los que se realice materialmente la salida del país de los hidrocarburos.

”PEMEX Exploración y Producción debe informar mensualmente a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público los montos y los Municipios a que se refiere el párrafo anterior”.

Al respecto, la Dirección General Adjunta de Información y Seguimiento de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) proporcionó los informes de la recaudación federal participable con el cálculo del pago mensual provisional de participaciones correspondientes a 2012 por 656,450,800.0 miles de pesos, y se comparó con lo registrado en forma mensual por la Administración de Cuenta Tributaria y Contabilidad de Ingresos "5" del Servicio de Administración Tributaria, en la clave de cómputo núm. 400205 "Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos. Pagos provisionales" por 769,480,874.1 miles de pesos, más las actualizaciones y recargos por 7,778.2 miles de pesos, que totalizaron 769,488,652.3 miles de pesos, monto al que se le aplicó el factor de 85.31% para determinar la recaudación federal participable, sin que se obtuvieran diferencias, en cumplimiento del artículo 261 mencionado.

Respecto de la distribución de las participaciones a los municipios, al aplicar el factor de 0.0148 y el 3.17% a los 769,488,652.3 miles de pesos de la recaudación obtenida por el DOSH, resultó un importe a distribuir de 361,013.3 miles de pesos, más 5,636.6 miles de pesos integrados por 3,528.5 y 2,108.1 miles de pesos de los derechos Especial sobre Hidrocarburos y Adicional sobre Hidrocarburos, respectivamente, por lo que se determinaron 366,649.9 miles de pesos para destinar a los municipios colindantes por los que se realizó materialmente la salida del país de los hidrocarburos en 2012.

La Dirección General Adjunta de Información y Seguimiento de la SHCP proporcionó los oficios que contienen los informes mensuales de la Subgerencia de Procuración y Asistencia Técnica de la Gerencia Fiscal de Petróleos Mexicanos (PEMEX), y de la Subgerencia Fiscal de Pemex Gas y Petroquímica Básica, en los que se precisa el volumen de exportación de petróleo crudo facturado por puerto y las operaciones de exportación de gas, con el que se determinó el coeficiente de distribución.

Se comparó el volumen de exportación de petróleo crudo facturado con los volúmenes de petróleo crudo facturados agrupados por terminal de venta de la base de datos de las ventas de exportación que opera Pemex Exploración y Producción (PEP), como sigue:

COMPARATIVO DEL VOLUMEN E IMPORTE DE FACTURACIÓN DE LAS VENTAS DE PETRÓLEO CRUDO DE EXPORTACIÓN REGISTRADOS POR PEP  
CON LOS INFORMADOS POR PEMEX Y PGPB A LA SHCP, 2012  
(Miles de dólares y barriles)

Tipo de crudo/punto de venta	Base de datos PEP		Oficios de PEMEX a SHCP		Reportado de más o (no reportado) a la SHCP	
	Barriles	Importe Dls	Barriles	Importe Dls	Barriles	Importe Dls
<b>Crudo Altamira</b>						
<u>Terminal Madero</u>						
Julio	594.3	54,601.6	591.4	54,103.5	(2.9)	(498.1)
Septiembre	609.8	60,119.5	604.7	59,615.6	(5.1)	(503.9)
Diciembre	608.7	54,245.2	608.7	54,251.4	0.0	6.2
<b>Crudo Istmo</b>						
<u>Dos Bocas</u>						
Septiembre	3,717.9	407,483.6	3,717.9	407,501.0	0.0	17.4
<u>Pajaritos</u>						
Julio	1,737.7	170,126.8	1,737.7	170,062.9	0.0	(63.9)
Septiembre	242.5	26,430.2	242.5	25,869.5	0.0	(560.7)
<b>Crudo Maya</b>						
<u>Pajaritos</u>						
Julio	103.8	8,942.2	2/	2/	(103.8)	(8,942.2)
Septiembre	158.2	16,116.9	158.2	16,085.4	0.0	(31.5)
<u>Salina Cruz, Oax.</u>						
Julio			103.8	8,942.2	103.8	8,942.2
<u>Cayo Arcas</u>						
Septiembre	11,487.2	1,055,026.2	11,487.2	1,060,543.4	0.0	5,517.2
<u>FPSO<sup>1/</sup></u>						
Febrero	12,216.2	1,328,832.5	11,684.4	1,271,747.6	(531.8)	(57,084.9)
Junio	11,525.9	1,012,924.9	10,980.6	965,512.4	(545.3)	(47,412.5)
Julio	9,057.3	837,448.3	9,057.3	797,330.7	0.0	(40,117.6)
Septiembre	12,804.9	1,295,098.1	12,804.9	1,308,608.4	0.0	13,510.3
<u>FSO</u>						
Febrero	9,312.9	1,018,116.1	9,312.9	1,017,238.2	0.0	(877.9)
Junio	11,073.8	980,915.4	10,822.8	959,544.1	(251.0)	(21,371.3)
Julio	4,439.4	409,271.4	4,439.4	397,164.5	0.0	(12,106.9)
Septiembre	14,216.7	1,435,711.1	14,216.7	1,472,236.6	0.0	36,525.5
<b>Crudo Olmeca</b>						
<u>Pajaritos</u>						
Julio	5,495.2	554,628.2	5,489.2	554,911.0	(6.0)	282.8
Septiembre	5,141.2	561,020.7	5,141.2	563,894.3	0.0	2,873.6
<b>Total</b>					<b>(1,342.1)</b>	<b>(121,896.2)</b>

FUENTE: Oficios enviados por PEMEX a la SHCP con datos de facturación de ventas de petróleo crudo de exportación por puerto, proporcionados por la SHCP y base de datos de las ventas de exportación proporcionada por PEP.

1/ Unidad Flotante de Producción, Almacenamiento y Descarga (Floating Production, Storage and Offloading).

2/ Se reportaron como punto de venta en Salina Cruz, Oaxaca.

Como se observa en el cuadro, la Subgerencia de Procuración y Asistencia Técnica de la Gerencia Fiscal de PEMEX no reportó 1,342.1 miles de barriles de ventas de petróleo crudo de exportación a la Dirección de Cálculo y Análisis de Participaciones e Incentivos de la SHCP ni 121,896.2 miles de dólares de facturación, cifra integrada por 189,571.4 miles de dólares no informados y 67,675.2 miles de dólares informados de más. Tal omisión incidió en el cálculo del coeficiente de distribución de las participaciones a municipios, ya que con base en la información de PEP se determinó que de un total de ocho municipios que recibirían dichos recursos, a cuatro se les entregarían 446.3 miles de pesos de más y a dos no se entregaría esa misma cantidad, en incumplimiento de los artículos 42 de la Ley General de Contabilidad Gubernamental y 261 de la Ley Federal de Derechos.

Al respecto, la Gerencia de Control de Gestión de PEP precisó que la Subdirección de Distribución y Comercialización (SDC) le comunicó que la información de facturación de exportación de petróleo crudo por puerto que se proporciona a la Subgerencia de Procuración y Asistencia Técnica de la Gerencia Fiscal de PEMEX, no incluye los ajustes realizados durante el periodo de valoración, y que la información de la base de datos de la facturación de ventas de exportación de petróleo crudo contiene los ajustes y anulaciones realizados en dicho período.

Cabe señalar que para el análisis el personal auditor sólo consideró la facturación de la base de datos de ventas de exportación de PEP, es decir sin incluir los ajustes realizados durante el periodo de valoración.

Con motivo de la reunión de resultados finales y observaciones preliminares, el 30 de octubre de 2013 la SDC informó que “del análisis de la información de los meses de febrero, junio y diciembre con lo reportado en el documento ‘Facturación por puertos’ se concluye que no hay diferencias, ya que la información ‘Base de Datos PEP’ mencionada en la Auditoría no está considerando las operaciones de anulación de los siguientes documentos:

”Febrero.- No se consideraron para el punto FPSO los documentos 193000128, 196000122 y 197000029; y para FSO los documentos 196000028 y 196000121, incluyendo estos documentos en el análisis la diferencia es cero.

”Junio.- No se consideraron para el punto FPSO los documentos 193000157 y 193000155; para FSO no se consideró el documento 193000156, con estas adiciones la diferencia es cero.

”Se confirma que la información para los meses de julio y septiembre presentan diferencias entre la base de ventas 2012 de la Gerencia de Estrategias y Comercialización de Hidrocarburos (GECH) y el documento ‘Facturación por Puertos’ emitido por la GECH”.

”Las diferencias fueron resultado en ese momento, de una desviación en la liga en la operación de la macro en Excel ‘Facturación por Puertos’, consecuencia de una reciente rotación de personal en el área de la Coordinación de Comercialización de Aceite, responsable de emitir el documento ‘Facturación por Puertos’. Estas diferencias se corrigieron mediante la emisión de los oficios PEP-SDC-GECH-CCA-207-2013 y PEP-SDC-GECH-CCA-207-2013 a la Subgerencia de Procuración y Asistencia Técnica, así mismo; en dialogo con la Subgerencia en mención se nos comentó que al respecto de la información proporcionada a la SHCP no se reportan discrepancias”.

Al respecto, PEP no proporcionó evidencia documental que acredite las modificaciones de las cifras de julio y septiembre solicitadas mediante los oficios mencionados y tampoco aclaró por qué en la información entregada a la Subgerencia de Procuración y Asistencia Técnica de PEMEX consideró en algunos casos las anulaciones, no obstante haber informado inicialmente que no estaban incluidas, además, no informó la acciones que realizó para diciembre, en incumplimiento de los artículos 42 de la Ley General de Contabilidad Gubernamental y 261 de la Ley Federal de Derechos.

#### 12-1-18T4L-02-0040-01-005 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción implemente mecanismos de control a fin de que, en lo subsecuente, en los informes mensuales que proporcione a Petróleos Mexicanos (PEMEX) para su envío a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público del volumen de

exportación de petróleo crudo facturado por puerto, para calcular y determinar el monto que se destinará a los municipios colindantes con la frontera o litorales por los que se realice materialmente la salida del país de los hidrocarburos, se incluyan cifras correctas, debido a que la Subdirección de Distribución y Comercialización reportó cifras de volumen y monto de exportación de petróleo crudo incorrectas a PEMEX, lo que incidió en el cálculo del coeficiente de distribución de las participaciones a municipios.

## 7. Deducción del excedente de gas no asociado

De conformidad con los artículos 254, fracción VIII, y 255, fracción VI, de la Ley Federal de Derechos, para calcular el Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos (DOSD) se deduce un monto adicional de 0.50 dólares por cada millar de pie cúbico de gas natural no asociado extraído, adicional al volumen de extracción registrado en 2006, por lo que se integró la producción de los volúmenes de los campos del régimen general y el volumen base de los campos marginales, y se determinó el excedente de 2012 respecto de 2006, como sigue:

DETERMINACIÓN DEL EXCEDENTE DE GAS NATURAL NO ASOCIADO DE 2012 RESPECTO DE 2006  
(Miles de pies cúbicos)

Mes	Producción 2012 <sup>1/</sup>				Producción 2006 acumulada	Excedente Acumulado
	Régimen general	Marginales	Total	Acumulada		
Enero	62,965,562.9	130,696.1	63,096,259.0	63,096,259.0	63,137,508.3	(41,249.3)
Febrero	58,785,964.6	113,985.2	58,899,949.8	121,996,208.8	120,385,615.8	1,610,593.0
Marzo	62,011,082.7	112,042.9	62,123,125.6	184,119,334.4	186,170,116.7	(2,050,782.3)
Abril	59,172,768.0	101,812.2	59,274,580.2	243,393,914.6	252,247,000.7	(8,853,086.1)
Mayo	61,094,996.1	33,499.5	61,128,495.6	304,522,410.2	320,585,646.2	(16,063,236.0)
Junio	58,241,559.3	28,216.4	58,269,775.7	362,792,185.9	387,265,307.5	(24,473,121.6)
Julio	60,167,046.9	25,836.2	60,192,883.1	422,985,069.0	456,838,100.3	(33,853,031.3)
Agosto	60,487,246.1	17,657.3	60,504,903.4	483,489,972.4	531,271,285.2	(47,781,312.8)
Septiembre	50,099,971.3	10,933.4	50,110,904.7	533,600,877.1	603,216,950.1	(69,616,073.0)
Octubre	44,833,397.7	19,168.8	44,852,566.5	578,453,443.6	677,556,367.4	(99,102,923.8)
Noviembre	59,905,925.4	0.0	59,905,925.4	638,359,369.0	750,211,081.2	(111,851,712.2)
Diciembre	<u>60,637,058.5</u>	<u>0.0</u>	<u>60,637,058.5</u>	698,996,427.5	827,075,704.3	(128,079,276.8)
	698,402,579.5	593,848.0	698,996,427.5			

FUENTE: Balance de gas natural (asociado y no asociado) para campos del régimen general y para campos marginales de 2006, y base de datos mensual del gas no asociado (ZRPD3) para campos del régimen general y para campos marginales de 2012 correspondientes al DOSD, proporcionados por PEP.

1/ Contiene los ajustes correspondientes al campo Nejo informados en el Resultado núm. 1 de este informe.

En el Sistema de Información de Balance de Hidrocarburos (SIBH) se reportó la producción de gas no asociado del régimen general por 714,079,102.3 miles de pies cúbicos, a la cual se disminuyeron 15,676,522.8 miles de pies cúbicos de gas asociado del campo Nejo considerados indebidamente como gas no asociado, y se determinaron 698,402,579.5 miles de pies cúbicos. Esa cantidad, más los 593,848.0 miles de pies cúbicos de la producción base del régimen marginal, totalizó 698,996,427.5 miles de pies cúbicos para 2012.

Se observó que sólo en febrero de 2012 se rebasó la producción acumulada de febrero de 2006 por 1,610,593.0 miles de pies cúbicos, que al multiplicarlos por los 0.50 dólares por

millar de pie cúbico por el tipo de cambio promedio ponderado de 13.12 pesos por dólar, se obtuvo una deducción aplicable para dicho mes por 10,565.5 miles de pesos; sin embargo PEP presentó 16,063.7 miles de pesos en la declaración complementaria núm. 1 de ese mes, es decir 5,498.2 miles de pesos más; además, presentó dos declaraciones complementarias, la núm. 2 de enero y núm. 1 de marzo, en las que realizó deducciones improcedentes por 9,371.8 y 998.5 miles de pesos, debido a que al igual que en la declaración de febrero consideró indebidamente la producción de gas asociado del campo Nejo, como gas no asociado, que al disminuirla se determina que éste no excedió el volumen que se reportó en esos meses en 2006, en incumplimiento de los artículos 254, fracción VIII, 255, y 261 de la Ley Federal de Derechos.

Esta observación se relaciona con los resultados núms. 1 y 4 de este informe en los que se emitieron las acciones correspondientes.

Con motivo de la reunión de resultados y observaciones preliminares, la Subgerencia de Planeación e Información Financiera de la Gerencia de Recursos Financieros de PEP proporcionó respuesta de las subdirecciones de Distribución y Comercialización, de Administración y Finanzas y de Producción Región Norte en la que informaron que “Esta observación se atenderá una vez que se concluya con el proceso de actualización de la producción en el SIBH (Módulo Crudo, Módulo Gas y Módulo Fiscal)”.

#### **8. Deducción para cálculo del Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos (DOSH)**

En el artículo 254, párrafos octavo y noveno, de la Ley Federal de Derechos se establece que “El monto de la deducción por concepto de los costos, gastos e inversiones deducibles, relacionados con el petróleo crudo y gas asociado extraídos, sin considerar los señalados en las fracciones V, VI y VII del presente artículo, no excederá el valor de 6.50 dólares de los Estados Unidos de América por barril de petróleo crudo equivalente del volumen total del mismo en el año de que se trate.

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

Para determinar el monto máximo de deducción del petróleo crudo y gas asociado se integró la producción de petróleo crudo (ZRPD1) y gas asociado (ZRPD2) del Sistema Nacional de Información de Producción (SNIP), así como del balance por tipo de gas (asociado y no asociado) para 2012 del Sistema de Información de Balance de Hidrocarburos (SIBH), y se determinó la producción de petróleo crudo y gas asociado y no asociado mensual y acumulada, utilizada para calcular la deducción límite, como sigue:

Primero se realizó la conversión de la producción de gas asociado de miles de pies cúbicos (mpc) a miles de barriles de petróleo crudo equivalente (mbpce), de los campos generales y de los marginales, y se determinó una producción acumulada de 176,640.2 mbpce.

Además, se calculó la producción acumulada de petróleo crudo en miles de barriles (mb) y se le adicionó la producción de gas asociado en mbpce para obtener la producción necesaria para determinar la deducción límite del DOSH. Se obtuvo una producción acumulada de

petróleo crudo de 897,335.2 mb y 176,640.2 mbpce de gas asociado, que sumadas totalizaron 1,073,975.4 mbpce.

Por otra parte, se constató que la producción acumulada de gas no asociado totalizó 673,449,093.1 mpc.

La deducción límite para el petróleo crudo y gas natural asociado se determinó al multiplicar primero el volumen de producción mensual en mbpce por los 6.50 dólares por barril, y el resultado por el tipo de cambio; en tanto, la deducción límite del gas natural no asociado se obtuvo al multiplicar los volúmenes de producción mensuales por 2.70 dólares por cada millar de pie cúbico, y luego por el tipo de cambio, de conformidad con el artículo 254, párrafos octavo y noveno, de la Ley Federal de Derechos.

Se comparó la deducción límite determinada con los valores presentados por Pemex Exploración y Producción (PEP) en las declaraciones mensuales definitivas del DOSH, como sigue:

COMPARATIVO DE LA DEDUCCIÓN LÍMITE DETERMINADA RESPECTO DE LA INFORMADA  
POR PEP EN LAS DECLARACIONES MENSUALES DEFINITIVAS, 2012

(Miles de pesos)

Mes	Determinada	PEP Declaraciones mensuales definitivas	Deducido de más o de menos
Enero	10,186,828.7	10,204,451.7	17,623.0
Febrero	19,258,213.6	19,324,187.5	65,973.9
Marzo	28,869,597.2	28,970,716.4	101,119.2
Abril	38,453,247.4	38,496,135.3	42,887.9
Mayo	48,648,368.2	48,681,621.0	33,252.8
Junio	58,707,192.7	58,744,702.3	37,509.6
Julio	68,733,429.0	68,750,580.1	17,151.1
Agosto	78,606,724.9	78,705,497.7	98,772.8
Septiembre	87,621,399.8	87,862,701.8	241,302.0
Octubre	96,537,068.0	96,889,767.3	352,699.3
Noviembre	106,029,055.6	106,375,178.1	346,122.5
Diciembre	115,570,778.4	115,851,015.9	280,237.5

FUENTE: Base de datos de la producción de petróleo crudo, gas asociado y no asociado (ZRPD1, ZRPD2 y ZRPD3), Balance por tipo de gas (asociado y no asociado) del SIBH de 2012 y declaraciones mensuales definitivas del DOSH, proporcionados por PEP.

Se determinó una diferencia acumulada a diciembre de 2012 deducida de más por 280,237.5 miles de pesos, debido a que PEP no incluyó en el SIBH la producción de petróleo crudo superligero y el gas asociado registrado como no asociado del campo Nejo, en incumplimiento de los artículos 254 y 255 de la Ley Federal de Derechos.

Esta observación se relaciona con los resultados núms. 1 y 4 de este informe, en los que se emitieron las acciones correspondientes.

Con motivo de la reunión de resultados y observaciones preliminares, la Subgerencia de Planeación e Información Financiera de la Gerencia de Recursos Financieros de PEP

proporcionó respuesta de las subdirecciones de Distribución y Comercialización, de Administración y Finanzas y de Producción Región Norte en la que informaron que “esta observación se atenderá una vez que se concluya con el proceso de actualización de la producción en el SIBH (Módulo Crudo, Módulo Gas y Módulo Fiscal)”.

Por otra parte, se compararon las deducciones por mes previstas en el artículo 254, fracciones I, II, III y IV, de la Ley Federal de Derechos, así como Quinto Transitorio, fracción IV, del Decreto por el que se reforman diversas disposiciones del Capítulo XII, Título Segundo, de la Ley Federal de Derechos, con la deducción límite registrada en las declaraciones mensuales definitivas del DOSH, como sigue:

COMPARATIVO ENTRE LAS DEDUCCIONES AUTORIZADAS Y LA DEDUCCIÓN LÍMITE (CIFRAS ACUMULADAS), 2012  
(Miles de pesos)

Mes	Deducciones autorizadas (artículo 254, fracciones)				Artículo Quinto Transitorio <sup>1</sup>	Total de deducciones	Deducción límite (Utilizada)
	I <sup>(a)</sup>	II <sup>(b)</sup>	III <sup>(c)</sup>	IV <sup>(d)</sup>			
Enero	830,925.1	8,783,391.0	376,472.8	5,858,950.0	302,763,680.2	318,613,419.1	10,204,451.7
Febrero	1,388,559.1	17,645,576.8	756,791.9	12,730,419.5	302,763,680.2	335,285,027.5	19,324,187.5
Marzo	2,073,280.9	26,533,322.2	1,139,044.4	15,488,917.6	302,763,680.2	347,998,245.3	28,970,716.4
Abril	2,930,034.2	35,768,171.0	1,525,812.5	22,137,611.0	302,763,680.2	365,125,308.9	38,496,135.3
Mayo	3,813,945.5	44,891,463.2	1,911,540.8	28,082,179.5	302,763,680.2	381,462,809.2	48,681,621.0
Junio	4,647,223.1	54,078,101.4	2,299,022.4	35,112,532.4	302,763,680.2	398,900,559.5	58,744,702.3
Julio	5,687,458.0	63,190,848.4	2,686,165.0	45,897,596.2	302,763,680.2	420,225,747.8	68,750,580.1
Agosto	6,650,775.3	72,118,045.8	3,072,431.5	51,621,699.1	302,763,680.2	436,226,631.9	78,705,497.7
Septiembre	7,911,433.0	81,338,490.4	3,464,961.9	59,613,487.8	302,763,680.2	455,092,053.3	87,862,701.8
Octubre	9,268,096.2	90,194,480.3	3,846,031.5	69,096,530.6	302,763,680.2	475,168,818.8	96,889,767.3
Noviembre	10,443,830.4	99,234,508.0	4,239,083.6	75,513,691.8	302,763,680.2	492,194,794.0	106,375,178.1
Diciembre	12,240,549.6	108,679,156.7	4,649,200.1	94,267,108.1	302,763,680.2	522,599,694.7	115,851,015.9
Anual	12,240,549.6	108,679,156.7	4,649,200.1	94,267,108.1	302,763,680.2	522,599,694.7	115,851,015.9

FUENTE: Papeles de trabajo y declaraciones complementarias de enero a diciembre de 2012.

- (a) Inversiones realizadas para la exploración, recuperación secundaria y el mantenimiento no capitalizable.
  - (b) Inversiones realizadas para el desarrollo y explotación de yacimientos de petróleo crudo o gas natural.
  - (c) Inversiones realizadas en oleoductos, gasoductos, terminales, transporte o tanques de almacenamiento.
  - (d) Costos y gastos.
1. Otras deducciones sujetas a los límites (remanente de inversiones de ejercicios anteriores al 2006).

Con el análisis anterior se comprobó que las deducciones autorizadas para calcular el DOSH, superaron la deducción límite, por lo que PEP utilizó esta última para determinar el DOSH, conforme a los artículos 254 y 255 de la Ley Federal de Derechos,

## 9. Instrumentos de medición del volumen de petróleo crudo utilizado como base fiscal

En junio y julio de 2013 se realizaron visitas de inspección al Centro Procesador Akal C del Activo Integral Cantarell de la Región Marina Noreste, en la Terminal Marítima Dos Bocas de la Región Marina Suroeste, y en la batería de separación Amatlán del Activo de Producción Poza Rica Altamira, de la Región Norte de Pemex Exploración y Producción (PEP), a fin de verificar los instrumentos de medición empleados en el ejercicio 2012 para medir el

volumen de extracción de petróleo crudo y gas natural, con los que se determinó la base fiscal para calcular el Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos (DOSH).

El artículo 3 de los Lineamientos Técnicos de Medición de Hidrocarburos emitidos por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) el 16 de junio de 2011, elaborados de conformidad con los artículos 258 Quintus, y Primero y Tercero Transitorios de la Ley Federal de Derechos, establece que “Petróleos Mexicanos deberá contar con sistemas de medición a lo largo de la cadena de producción de hidrocarburos, desde los pozos, hasta los puntos de venta interna y externa, pasando por los procesos intermedios”.

Con base a lo anterior, se eligió al Centro Procesador Akal C por ser un punto intermedio en el proceso, a la Terminal Marítima Dos Bocas ya que es un punto de transferencia hacia Pemex Refinación y a la batería de separación Amatlán al ser una instalación donde se realizan las primeras mediciones de pozos.

Las visitas de inspección tuvieron como objeto constatar que los equipos de medición se encontraron dentro de las especificaciones de funcionamiento para 2012 establecidas en el Manual del Petróleo, Estándar de Medidas, Capítulo 5 “Medición”, Sección 8 “Medición de hidrocarburos líquidos con medidores ultrasónicos usando tecnología de tiempo transitorio”, numerales 6, 7, 8, 10 y 12; y el apéndice A; Sección 2 “Medición de hidrocarburos líquidos con medidores de desplazamiento”, numeral 5.2.7 “Instalación”, y Capítulo 14 “Medición de Fluidos del Gas Natural”, Sección 3 “Placas de orificio”, así como de acuerdo con lo establecido en las Normas de Referencia NRF-240-PEMEX-2009 “Medición Ultrasónica para Hidrocarburos Fase Líquida”, numeral 8.2.2.1.6 “Diseño Mecánico”, y NRF-111-PEMEX-2006 “Equipos de Medición y Servicios de Metrología”, sección 8.2.4 “Certificado, Informe o Dictamen de Calibración”, y en los artículos 27, 53, párrafos segundo y tercero, y 67 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

### **Centro Procesador Akal-C del Activo Integral Cantarell de la Región Marina Noreste**

Durante 2012, en el Centro Procesador Akal-C se manejaron 73,686.9 miles de barriles (MB) de petróleo crudo, y 720,450,000.0 miles de pies cúbicos (MPC) de gas asociado.

Akal-C tiene como objetivo producir crudo y gas natural estabilizado mediante un proceso continuo de separación del hidrocarburo en fase líquida y fase gaseosa, así como bombeo mecánico para aceite y compresión de gas, con la finalidad de acondicionarlos y enviarlos para su disposición final, ya sea en tanques de almacenamiento de crudo en la Terminal Marítima Dos Bocas, en el caso del aceite, o el envío del gas a las plantas petroquímicas por conducto del Centro de Proceso y Transporte de Gas Atasta y/o a las plantas de inyección de gas a alta presión hacia el yacimiento para producir hidrocarburos mediante una red de bombeo neumático. Para su proceso se tiene instalado lo siguiente:

- Baterías de separación en Akal-C1 y Akal-C3.
- Estación de compresión en Akal-C4 (al yacimiento) y en Akal-C6.
- Estación de medición de aceite crudo en Akal-C1 y Akal-C3.
- Estación de medición de gas en Akal-C4 (al yacimiento) y de gas amargo a plantas en Akal-C6.

La producción de hidrocarburos obtenida en este centro de proceso proviene de las plataformas satélites Akal-I/TI, Akal-D/TD, Akal-TE, Akal-P, Akal-G y Akal-GR, así como de las

plataformas Ixtoc-A, EK-A, EK-TA, EK-TB, Balam-SH, Balam-TA, Balam-TB, Balam-TC, Balam-TD y Balam-TE. Una vez que la producción se recibe en Akal-C, los hidrocarburos se someten a dos etapas de separación en las plataformas Akal-C1 y Akal-C3, para separar el petróleo crudo del gas, y posteriormente enviar el petróleo crudo por bombeo mecánico a la Terminal Marítima Dos Bocas.

Para cuantificar la producción de petróleo crudo se tiene instalado en cada una de las plataformas Akal-C1 y Akal-C3 un patín de medición formado por un medidor ultrasónico de producción y un medidor ultrasónico maestro.

En el mismo patín de medición se tiene instalado un medidor de corte de agua para determinar el porcentaje de agua en el petróleo crudo, un medidor de densidad/viscosidad para determinar los grados API del petróleo crudo, así como transmisores de presión y temperatura.

Se verificó que los números de serie de los medidores ultrasónicos de producción y maestros de las plataformas Akal-C1 y Akal-C3 coincidieron con los establecidos en los reportes de calibración, emitidos en 2011 (vigentes en 2012) por la compañía correspondiente acreditada por la Entidad Mexicana de Acreditación, A.C., conforme a los cuales dichos medidores operaron dentro de los parámetros establecidos.

Se constató que el arreglo de los patines de medición ultrasónicos de las plataformas Akal-C1 y Akal-C3 se correspondió con lo esquematizado en los diagramas correspondientes, y que para determinar el volumen neto estándar de petróleo crudo se tienen instalados en el cuarto de control dos computadores de flujo, los cuales operan de forma redundante<sup>3</sup>; asimismo, se tiene un sistema de monitoreo, mediante el cual se vigilan todos los parámetros del proceso de cuantificación de petróleo crudo, en cumplimiento de la normativa. Los medidores ultrasónicos y su instrumentación (transmisores indicadores de temperatura y presión) cumplieron con las especificaciones establecidas en la normativa.

Por otra parte, el gas proveniente de las baterías de separación es comprimido en las plataformas Akal-C2, Akal-C4, Akal-C6, Akal-C7 y Akal-C para su envío a la Estación de Recompresión de Atasta, a endulzamiento en Akal-C8 o bien, para reinyectarlo al yacimiento mediante el sistema de bombeo neumático.

Para cuantificar el volumen de gas natural comprimido en la plataforma Akal-C4 se tienen instalados medidores de placa de orificio en las líneas de descarga de los cuatro módulos de compresión. Dichos medidores y su instrumentación (transmisores indicadores de temperatura y presión) cumplieron con las especificaciones previstas en la normativa.

Se revisaron los reportes de calibración de origen de los transmisores de presión y temperatura del medidor de placa de orificio, emitidos el 18 de agosto de 2011 por una compañía acreditada por la Entidad Mexicana de Acreditación, A.C., (EMA) y se constató que dichos medidores operaron dentro de los parámetros establecidos y que los números de serie de los instrumentos coincidieron con los registrados en el momento de la visita, en cumplimiento de la normativa.

---

3 Sistema que se encarga de realizar el mismo proceso en más de una estación, ya que si por algún motivo dejara de funcionar o colapsara, inmediatamente el otro ocuparía su lugar y realizaría las tareas del anterior.

Por otra parte, para cuantificar el volumen de gas quemado en Akal-C se utilizaron medidores ultrasónicos instalados en las líneas hacia los cuatro quemadores de las plataformas Akal-C1, Akal-C2, Akal-C3 y Akal-C4. El medidor tipo ultrasónico instalado en la línea hacia el quemador de la plataforma Akal-C4 se encontraba fuera de operación, al momento de la visita la entidad proporcionó un oficio del 28 de marzo de 2013, mediante el cual la compañía encargada del mantenimiento informó al personal de PEP que "...durante la rehabilitación del sistema de medición de gas a quemador se ocasionó un daño al sensor durante la extracción del mismo...

"Por lo antes mencionado existe un error en la medición por lo que presenta una falla continua la medición, lo cual no es posible corregir hasta sustituir el sensor...

"Derivado de la situación antes plasmada, le informo que nos encontramos en la procura del sensor para proceder al cambio lo más pronto posible y poder contar con la medición del gas a quemador..."

Al respecto, la Superintendencia del Grupo Multidisciplinario de Acondicionamiento y Medición de Fluidos del Activo Integral Cantarell informó que mientras esté fuera de operación el medidor tipo ultrasónico, el procedimiento temporal para determinar el gas quemado en la plataforma Akal-C4 será el método de medición por balance.

Por otra parte, en agosto de 2012 PEP emitió el Informe Técnico sobre el estado del cumplimiento del Activo de Producción Cantarell con respecto a la Resolución núm. CNH.06.001/2011 "Lineamientos Técnicos de Medición de Hidrocarburos", emitida el 16 de junio de 2011 por el Órgano de Gobierno de la CNH, en el cual el organismo le informó, entre otros puntos, los siguientes:

- Medición del volumen producido en pozos y de la producción recibida en baterías de separación.
- Medición del volumen de hidrocarburos que se entrega a las áreas correspondientes para su transporte y distribución.
- Relación del personal vinculado con el proceso de medición de volumen de los hidrocarburos, así como del responsable de administrar los sistemas de medición y la capacitación recibida en metrología de hidrocarburos.
- Plan Estratégico de Medición del Activo de Producción Cantarell.
- Metodología para elaborar el balance del Activo Integral Cantarell.

En el programa de calibración de los medidores de flujo ultrasónico de producción de aceite del Activo Cantarell se estableció calibrar los medidores ultrasónicos de las plataformas Akal-C1 y Akal-C3 mediante la utilización de los medidores maestros. Para verificar el cumplimiento del programa se revisaron los reportes de calibración del área de Mantenimiento a Equipo Dinámico y Servicios Auxiliares del Activo Cantarell, y se constató que se dio mantenimiento a dichos medidores de acuerdo con lo programado.

#### **Terminal Marítima Dos Bocas (TMBD) de la Región Marina Suroeste**

De acuerdo con el Sistema Nacional de Información de Producción (SNIP), en 2012 el campo Puerto Ceiba del Activo Integral Bellota Jujo reportó una producción de 5,931.6 MB de petróleo crudo, y 4,498,142.5 MPC de gas natural provenientes de 19 pozos productores.

Para cuantificar la producción de los pozos del campo Puerto Ceiba se utilizaron equipos portátiles de medición del tipo multifásico en cumplimiento de la normativa. Además, las mediciones de los pozos se realizaron de acuerdo con un programa de aforo.

La producción total de petróleo crudo del campo se envía a la TMDB mediante un oleoducto, en el cual se integra también la producción de los campos Xached y Xanal. Para cuantificar la producción de petróleo crudo de la corriente Puerto Ceiba-Xached-Xanal que llega a la TMDB se tiene instalado un patín de medición formado por dos medidores de desplazamiento positivo; asimismo, se tiene un probador volumétrico bidireccional, el cual se utiliza para calibrar los medidores de desplazamiento positivo. Se verificó que el arreglo del patín de medición y su probador volumétrico bidireccional correspondió al esquematizado en el diagrama correspondiente y el número de serie del probador volumétrico coincidió con el registrado en el dictamen de calibración del 15 de agosto de 2012, emitido por una compañía acreditada por la EMA, conforme al cual dicho probador operó dentro de los parámetros establecidos.

Mediante este sistema de medición se cuantificaron aproximadamente 65.0 miles de barriles diarios de petróleo crudo, los cuales fueron enviados al Sistema Troncal Nuevo Teapa y, posteriormente, se incorporaron al Sistema Nacional de Refinación. Los dos medidores de desplazamiento positivo y su instrumentación (transmisores indicadores de temperatura y presión) cumplieron con las especificaciones previstas en la normativa.

Por otra parte, se tiene un sistema de monitoreo del patín de medición mediante el cual desde el cuarto de control se da seguimiento de las condiciones de operación del patín (volumen bruto y neto, presión y temperatura), en cumplimiento de la normativa.

#### **Batería de separación Amatlán del Activo de Producción Poza Rica Altamira de la Región Norte**

La batería de separación Amatlán del Área Naranjos recolecta el aceite crudo y gas de los pozos localizados en el área Amatlán, alineados a la batería mediante un cabezal de recolección. De acuerdo con el SNIP, durante 2012 esta instalación manejó aproximadamente 359.5 MB de petróleo crudo, y 17,799.0 MPC de gas natural provenientes de 34 pozos del campo Sur Amatlán.

La operación de la batería está conformada por las etapas de separación del crudo y gas, almacenamiento del aceite producido y bombeo a la Central de Almacenamiento Naranjos. La mezcla de crudo y gas de los pozos se recibe en un cabezal de recolección para ser distribuida a cada uno de los separadores, la instalación cuenta con tres separadores, dos verticales bifásicos con una capacidad de separación de 2,000.0 miles de pies cúbicos diarios de gas y 2,000 barriles diarios de crudo cada uno, y un separador vertical tipo atmosférico (para los pozos de baja presión), mediante los cuales se efectúa el proceso de separación del gas-aceite.

Debido a su bajo volumen, el gas amargo obtenido de los separadores verticales bifásicos es enviado hacia el quemador pasando por un medidor porta placa de orificio, para su cuantificación y determinación del volumen de producción, el aceite separado es enviado a uno de los dos tanques de almacenamiento con los que cuenta la batería. Para cuantificar el volumen de petróleo crudo de la batería enviado a la Central de Almacenamiento Naranjos, se utilizan cintas de medición en los tanques de almacenamiento, para lo cual se toman las medidas de la altura en los tanques y se registran en las bitácoras correspondientes; se

reportan las mediciones al Centro de Almacenamiento y Bombeo Naranjos, y se realizan los cálculos para determinar el volumen bombeado hacia la Planta Deshidratadora de la Central de Almacenamiento Naranjos, en cumplimiento de la normativa.

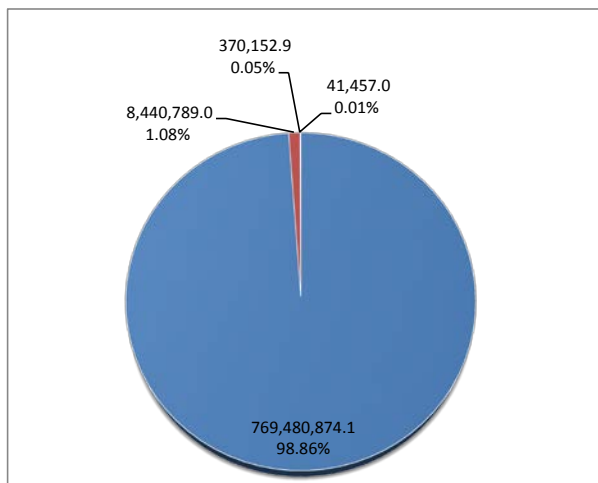
**10. Presentación en la Cuenta Pública de los derechos Ordinario sobre Hidrocarburos (DOSH), para la Investigación Científica y Tecnológica en Materia de Energía (DEIME), para la Fiscalización Petrolera (DEFIPE) y para Regular y Supervisar la Exploración y Explotación de Hidrocarburos (DRSEEH)**

Del total de la recaudación obtenida en 2012 por el Gobierno Federal por 2,677,890,123.9 miles de pesos, Pemex Exploración y Producción (PEP) pagó 923,276,451.5 miles de pesos de los Derechos a los Hidrocarburos, cifra que representó el 34.5%.

De los 923,276,451.5 miles de pesos reportados en el Estado Analítico de Ingresos de la Cuenta Pública de 2012, 778,333,273.0 miles de pesos, el 84.3%, correspondieron a la recaudación neta del DOSH, DEIME, DEFIPE y DRSEEH, monto integrado como sigue:

RECAUDACIÓN NETA DEL DOSH, DEIME, DEFIPE Y DRSEEH, 2012

(Miles de pesos)

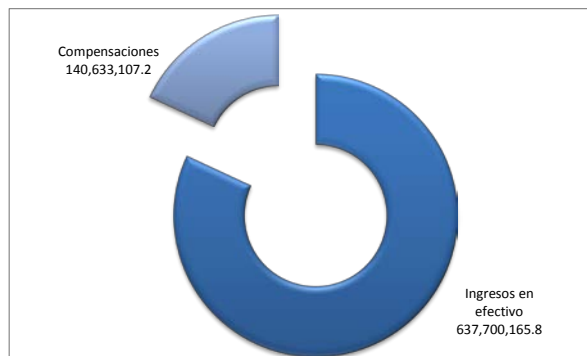


FUENTE: Estado Analítico de Ingresos de la Cuenta Pública 2012.

Los 778,333,273.0 miles de pesos se pagaron en efectivo y mediante compensación de saldos a favor, como sigue:

INTEGRACIÓN DE LA RECAUDACIÓN DEL DOSH, DEIME, DEFIPE Y DRSEEH, 2012

(Miles de pesos)



FUENTE: Estado Analítico de Ingresos de la Cuenta Pública de 2012.

El monto del DOSH, DEIME y DEFIPE recaudado en 2012 por 777,963,120.1 miles de pesos, fue superior en 50,526,462.7 miles de pesos, el 6.9%, de la recaudación obtenida en 2011 por 727,436,657.4 miles de pesos. El DRSEEH fue recaudado por primera vez en 2012.

A fin de verificar el registro de la recaudación de los derechos citados, se revisaron los Resúmenes de Ingresos Ley y los Resúmenes de Ingresos Ley Consolidación de la

Administración de Cuenta Tributaria y Contabilidad de Ingresos "5" del Servicio de Administración Tributaria, así como los reportes auxiliares globales diarios y las relaciones de operaciones de la Tesorería de la Federación, todos ellos de enero a diciembre de 2012.

En la cuenta núm. III-03-01-02 "Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos. Pagos provisionales", con clave de cómputo núm. 400205, se registraron 769,480,874.1 miles de pesos de los anticipos diarios y semanales por 234,431,084.0 y 233,925,517.0 miles de pesos, los cuales se enteraron de conformidad con el artículo 7, fracción I, de la Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal de 2012, así como los pagos de las declaraciones mensuales enteradas por PEP durante 2012, por 301,124,273.1 miles de pesos.

En las cuentas núms. III-03-04-02 "Derecho para la Investigación Científica y Tecnológica en Materia de Energía. Pagos provisionales", III-03-05-02 "Derecho para la Fiscalización Petrolera. Pagos provisionales" y III-03-09-02 "Derecho para Regular y Supervisar la Exploración y Explotación de Hidrocarburos. Pagos provisionales", con claves de cómputo núms. 400202, 400203 y 400226, se reportaron 8,440,789.0; 41,457.0 y 370,152.9 miles de pesos, de conformidad con la Lista de Cuentas para el Sistema de Contabilidad de la Recaudación Centro Contable. Ejercicio Fiscal 2012.

Estos pagos totalizaron 778,333,273.0 miles de pesos y coincidieron con los reportados en el Estado Analítico de Ingresos de la Cuenta Pública de 2012, en cumplimiento de los artículos 42 y 52 de la Ley General de Contabilidad Gubernamental.

**11. Conciliación de los derechos Ordinario sobre Hidrocarburos (DOSH), para la Investigación Científica y Tecnológica en Materia de Energía (DEIME), para la Fiscalización Petrolera (DEFIPE) y para Regular y Supervisar la Exploración y Explotación de Hidrocarburos (DRSEEH), reportados en los estados financieros y en la Cuenta Pública**

Se concilió el importe del DOSH, DEIME, DEFIPE y DRSEEH reportado como recaudación neta en el Estado Analítico de Ingresos de la Cuenta Pública de 2012 por 778,333,273.0 miles de pesos, con el presentado en los estados financieros dictaminados al 31 de diciembre de 2012 por 756,782,164.0 miles de pesos, con los resultados siguientes:

## CONCILIACIÓN DEL DOSH, DEIME, DEFIPE Y DRSEEH PRESENTADOS EN EL ESTADO ANALÍTICO DE INGRESOS DE LA CUENTA PÚBLICA DE 2012, CON LO REPORTADO EN LOS ESTADOS FINANCIEROS DICTAMINADOS

(Miles de pesos)

Concepto	Parcial	Subtotal	Total
<b>Estado Analítico de Ingresos</b>			<b>778,333,273.0</b>
Más:		3,476,838.8	
Derechos de 2012 pagados en 2013	3,476,838.8		
Menos:		25,027,947.8	
Saldos a favor de 2011 presentados en 2012	31,018.2		
Anticipo diario del 31 de diciembre de 2011 pagado en 2012	505,478.0		
Declaraciones de 2011 pagadas en 2012	<u>24,491,451.6</u>		<u>(21,551,109.0)</u>
<b>Derechos según declaraciones y estados financieros dictaminados</b>			<b>756,782,164.0</b>

FUENTE: Declaraciones del DOSH, DEIME, DEFIPE y DRSEEH del ejercicio fiscal de 2012, estados financieros con el informe de los auditores independientes al 31 de diciembre de 2012, balanza de comprobación al 31 de diciembre de 2012 y Estado Analítico de Ingresos de la Cuenta Pública de 2012.

Las cifras presentadas en el Estado Analítico de Ingresos de la Cuenta Pública de 2012 y en los estados financieros de ese año fueron razonables, en cumplimiento de los artículos 42 y 52 de la Ley General de Contabilidad Gubernamental y del Postulado Básico de Contabilidad Gubernamental “Devengo Contable”.

**Recuperaciones Operadas**

En el transcurso de la revisión se recuperaron recursos por 1,883,811.6 miles de pesos, con motivo de la intervención de la ASF.

**Resumen de Observaciones y Acciones**

Se determinó(aron) 4 observación(es) la(s) cual(es) generó(aron): 6 Recomendación(es) y 3 Promoción(es) de Responsabilidad Administrativa Sancionatoria.

Adicionalmente, en el transcurso de la auditoría se emitió(eron) oficio(s) para solicitar o promover la intervención de la(s) instancia(s) de control competente con motivo de 1 irregularidad(es) detectada(s).

**Dictamen: con salvedad**

La auditoría se practicó sobre la información proporcionada por la entidad fiscalizada, de cuya veracidad es responsable; fue planeada y desarrollada de acuerdo con el objetivo y alcance establecidos, y se aplicaron los procedimientos de auditoría, que se estimaron necesarios. En consecuencia, existe una base razonable para sustentar el presente dictamen, que se refiere sólo a las operaciones revisadas.

La Auditoría Superior de la Federación considera que, en términos generales y respecto de la muestra auditada, Pemex Exploración y Producción cumplió con las disposiciones normativas aplicables, excepto por los resultados que se precisan en el apartado correspondiente de este informe y que se refieren principalmente a que no reportó 1,238.6 miles de barriles de petróleo crudo de exportación superligero en el Sistema de Información de Balance de Hidrocarburos, incluyó en ese sistema 15,676,522.8 miles de pies cúbicos de gas asociado como gas no asociado y en la declaración del Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos de octubre de 2012 no consideró 152.8 miles de barriles de petróleo crudo,

volúmenes que correspondieron al campo Nejo de la Región Norte y que fueron registrados en el Sistema Nacional de Información de Producción hasta noviembre de 2012, situaciones que repercutieron en omisiones de pago por 1,231,042.2, 11,540.5, 53.3 y 532.6 miles de pesos, de los derechos Ordinario sobre Hidrocarburos, para la Investigación Científica y Tecnológica en Materia de Energía, para la Fiscalización Petrolera y para Regular y Supervisar la Exploración y Explotación de Hidrocarburos, respectivamente, cifras que totalizan 1,243,168.6 miles de pesos. No obstante que el monto observado no es representativo respecto del universo, reviste gran importancia en términos absolutos. Con motivo de la intervención de la Auditoría Superior de la Federación, el 18 de diciembre de 2013 PEP pagó 1,883,811.6 miles de pesos, que incluyen actualizaciones y recargos, de los cuales 1,868,238.9, 14,825.5, 68.4 y 678.8 miles de pesos, correspondieron a los derechos mencionados, respectivamente.

## **Apéndices**

### *Procedimientos de Auditoría Aplicados*

1. Constatar que para calcular los derechos Ordinario sobre Hidrocarburos (DOSH), para la Investigación Científica y Tecnológica en Materia de Energía (DEIME), para la Fiscalización Petrolera (DEFIPE) y para Regular y Supervisar la Exploración y Explotación de Hidrocarburos (DRSEEH), Pemex Exploración y Producción (PEP) utilizó los volúmenes de extracción de petróleo crudo y de gas natural registrados en sus sistemas de producción.
2. Verificar que el precio promedio ponderado de las mezclas de exportación, y de las corrientes no exportables de crudo y del gas natural que utilizó PEP para valorar la producción, se calculó de conformidad con la normativa.
3. Verificar el cálculo de la deducción de los 0.50 dólares estadounidenses por cada millar de pie cúbico excedente de gas natural no asociado extraído en 2012, adicional al volumen de extracción registrado en 2006.
4. Comprobar que el monto de la deducción máxima autorizada se determinó conforme a la normativa, y constatar que la deducción utilizada por PEP para calcular el DOSH fue la menor.
5. Verificar que el DOSH, DEIME, DEFIPE y DRSEEH se calcularon de conformidad con la normativa; además, que el importe pagado efectivamente del DEIME, DEFIPE, Derecho Extraordinario sobre la Exportación de Petróleo Crudo (DESEP) y Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización (DSHFE), coincidió con la cantidad deducida para calcular el DOSH, enterada en las declaraciones mensuales y anuales.
6. Constatar que los instrumentos de medición utilizados en 2012 para cuantificar el petróleo crudo y gas natural cumplieron con las especificaciones establecidas en la normativa.
7. Verificar que PEP cumplió con los programas de calibración y mantenimiento de los instrumentos de medición utilizados en 2012 para cuantificar los volúmenes de petróleo crudo y gas natural.

8. Comprobar que las ventas de crudos no exportables, utilizadas para calcular el precio promedio ponderado, se registraron en la contabilidad de conformidad con la normativa, así como la congruencia entre el saldo registrado en la cuenta de mayor de este rubro y el reportado en la base de datos de ventas que opera PEP.
9. Verificar que las facturas de las ventas de las corrientes no exportables contaron con la documentación soporte.
10. Constatar que los pagos provisionales y anuales del DOSH, DEIME, DEFIPE y DRSEEH se realizaron en los plazos previstos, así como su registro contable.
11. Verificar, en su caso, la determinación de los accesorios pagados en las declaraciones normales y complementarias del DOSH, DEIME, DEFIPE y DRSEEH del ejercicio fiscal de 2012, así como las causas de su pago.
12. Constatar que los anticipos diarios y semanales a cuenta del DOSH se pagaron en forma oportuna y cumplieron con el monto establecido en la normativa.
13. Verificar que el DOSH, DEIME, DEFIPE y DRSEEH pagados por PEP se registraron en los Resúmenes de Ingresos Ley, y que dichos importes coincidieron con los reportados en el Estado Analítico de Ingresos de la Cuenta Pública de 2012.
14. Conciliar los importes del DOSH, DEIME, DEFIPE y DRSEEH reportados en la Cuenta Pública, con los informados en los estados financieros dictaminados y los enterados en las declaraciones mensuales, trimestrales y anuales, normales y complementarias, correspondientes al ejercicio fiscal de 2012.
15. Verificar el cálculo de la distribución de la recaudación del DOSH.

#### *Áreas Revisadas*

La Gerencia de Recursos Financieros de la Subdirección de Administración y Finanzas; subdirecciones y activos integrales Cantarell, Poza Rica Altamira y Bellota Jujo de las Regiones Marinas Noreste, Norte y Sur, respectivamente, la Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos de la Región Norte y la Gerencia de Operaciones pertenecientes a la Subdirección de Distribución y Comercialización de Pemex Exploración y Producción, así como la Administración de Cuenta Tributaria y Contabilidad de Ingresos "5", adscrita a la Administración General de Servicios al Contribuyente, perteneciente 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. Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria: Art. 1, Párrafo 2.
2. Ley General de Contabilidad Gubernamental: Art. 42.
3. Otras disposiciones de carácter general, específico, estatal o municipal: Ley Federal de Derechos, Arts. 254; 254 Bis; 254 Ter; 254 Quáter; 255; 258, y 261.

Manual de Procedimientos de Operación, "Procedimiento para efectuar la entrega de petróleo crudo en puntos de venta Pozóleo, Marfo, Muro, Álamo y Horcón a Pemex Refinación", Apartado "Descripción de Actividades", Actividad 14.

Manual de Organización de Estructura Básica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios numerales V, VIII y IX del apartado 1.4.3; II, III, IV, V y VI del apartado 1.4.3.1 de la sección XI. Petróleos Mexicanos (Corporativo); numeral III del apartado 1.8.2.2 y numeral III del apartado 1.8.13.2, de la sección XI. Pemex Exploración y Producción.

*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.

*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.