

Pemex-Exploración y Producción**Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización**

Auditoría Financiera y de Cumplimiento: 12-1-18T4L-02-0024

DE-164

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 la determinación, pago, registro, destino y presentación del derecho en la Cuenta Pública, se efectuaron de conformidad con las disposiciones legales y normativas.

Alcance

	EGRESOS
	Miles de Pesos
Universo Seleccionado	106,150,840.0
Muestra Auditada	106,150,840.0
Representatividad de la Muestra	100.0%

El universo por 106,150,840.0 miles de pesos corresponde a los pagos reportados como recaudación neta del Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización registrado en el Estado Analítico de Ingresos de la Cuenta Pública 2012, del cual se revisó el 100%.

Antecedentes

El Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización (DSHFE) forma parte del Régimen Fiscal de Petróleos Mexicanos (PEMEX) que entró en vigor a partir de 2006, el cual también integra otros derechos, como son el Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos, el Derecho Extraordinario sobre la Exportación de Petróleo Crudo, el Derecho para la Investigación Científica y Tecnológica en Materia de Energía, el Derecho para la Fiscalización Petrolera, el Derecho sobre Extracción de Hidrocarburos, el Derecho Especial sobre Hidrocarburos, el Derecho Adicional sobre Hidrocarburos, así como el Derecho para Regular y Supervisar la Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

El artículo 256 de la Ley Federal de Derechos establece que Pemex Exploración y Producción (PEP) estará obligado al pago anual del DSHFE cuando en el año el precio promedio ponderado del barril de petróleo crudo exportado exceda de 22.00 dólares, para lo cual se aplicará un porcentaje del 1 al 10% sobre el valor anual del total de las extracciones de petróleo crudo en el año de acuerdo con el rango de precio promedio ponderado anual del barril de petróleo crudo mexicano exportado.

Por otra parte, dicho artículo señala que cuando resulte saldo a favor de los pagos realizados por PEP, éste podrá compensar dicho saldo contra el Derecho Extraordinario sobre la Exportación de Petróleo Crudo, o contra el Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos.

A fin de cumplir con el Capítulo XII “Hidrocarburos” de la Ley Federal de Derechos, PEP implementó el Sistema de Información de Balance de Hidrocarburos (SIBH) como una herramienta de apoyo para obtener, mediante reportes mensuales, la información relativa a la producción de crudo y gas natural a nivel de campo y de tipo de régimen fiscal.

El SIBH utiliza los datos de la producción de crudo y gas oficializada en el Sistema Nacional de Información de Producción (SNIP), el cual, a su vez, utiliza como insumo el volumen de producción de petróleo crudo y gas de los activos de producción de PEP.

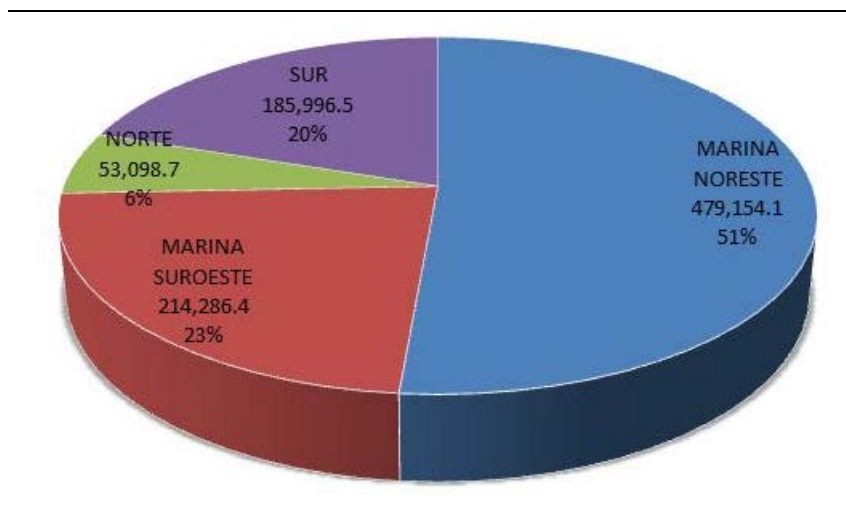
Resultados

1. Registro de la extracción de petróleo crudo para el cálculo del Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización

En 2012, Pemex Exploración y Producción (PEP) reportó en el Sistema Nacional de Información de Producción (SNIP) un total de 932,535.7 miles de barriles de extracción anual de petróleo crudo en sus cuatro regiones (Norte, Sur, Marina Suroeste y Marina Noreste), desagregados de la manera siguiente:

EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO POR REGIÓN, 2012

(Miles de barriles)



FUENTE: Base de datos de extracción de petróleo crudo (ZRPD1) del SNIP.

El artículo 257 Ter, séptimo párrafo, de la Ley Federal de Derechos, establece que “Para la determinación del monto a pagar por el derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización a que se refiere el artículo 256 de esta Ley, así como de sus pagos provisionales, no se considerará el valor del petróleo crudo y gas natural extraídos de los campos a los que se refiere el artículo 257 Bis de esta Ley”. Conviene aclarar que el artículo 257 Bis se refiere a la producción de los campos en el Paleocanal de Chicontepec y en aguas

profundas, así como de los campos marginales, únicamente respecto de la producción incremental anual que se obtenga una vez alcanzada la producción base anual.

Al respecto, PEP utilizó el Sistema de Información de Balance de Hidrocarburos (SIBH) como una herramienta de apoyo para obtener los datos relativos a la producción de crudo y gas natural a nivel de campo y de tipo de régimen fiscal.

El SIBH utilizó como fuente de información los insumos siguientes:

- Valores y datos asociados con la producción de aceite oficializada que se reportan en el SNIP.
- Clasificación de los campos como exportables y no exportables elaborada por la Gerencia de Estrategias de Comercialización de Hidrocarburos.
- Clasificación por tipo de régimen fiscal elaborada por la Subgerencia Fiscal.

A fin de comprobar que la información reportada en el SIBH se correspondió con la producción oficializada en el SNIP, se comparó la producción mensual de petróleo crudo exportable, por tipo de crudo, con lo reportado en el SIBH, como se muestra a continuación:

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

Mes	SNIP			SIBH			Producción reportada de más o no reportada en el SIBH		
	SL	LI	PE	SL	LI	PE	SL	LI	PE
Ene	10,148.9	24,274.3	40,304.7	10,034.3	24,274.3	40,304.7	114.6	0.0	0.0
Feb	9,533.5	22,705.0	38,320.1	9,406.8	22,705.0	38,320.1	126.7	0.0	0.0
Mar	10,239.4	24,434.2	40,943.3	10,139.5	24,434.2	40,943.3	99.9	0.0	0.0
Abr	9,813.3	23,495.8	39,576.4	9,685.6	23,495.8	39,576.4	127.7	0.0	0.0
May	10,002.2	24,010.2	41,225.2	9,861.9	24,010.2	41,225.2	140.3	0.0	0.0
Jun	9,676.2	23,176.3	39,742.7	9,522.4	23,176.3	39,742.7	153.8	0.0	0.0
Jul	10,027.1	23,833.1	40,661.1	9,871.1	23,833.1	40,661.1	156.0	0.0	0.0
Ago	10,290.2	23,902.3	41,237.2	10,128.8	23,902.3	41,237.2	161.4	0.0	0.0
Sep	10,082.7	23,161.5	39,781.7	9,924.5	23,161.5	39,781.7	158.2	0.0	0.0
Oct	10,421.1	24,352.9	40,199.1	10,421.1	24,352.9	40,199.1	0.0	0.0	0.0
Nov	9,892.1	23,805.0	39,700.1	9,892.1	23,805.0	39,700.1	0.0	0.0	0.0
Dic	<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	285,489.0	482,596.1	119,130.9	285,489.0	482,596.1	1,238.6	0.0	0.0

FUENTE: Bases de datos mensuales de petróleo crudo (ZRPD1) del SNIP y del SIBH.

SL: Superligero LI: Ligero PE: Pesado

Se observan diferencias de enero a septiembre de crudo superligero, que totalizan 1,238.6 miles de barriles de la producción del campo Nejo que pertenece al Activo Integral Burgos de la Región Norte, no registrados en el SIBH, en incumplimiento del artículo 258 de la Ley Federal de Derechos.

Con motivo de la reunión de presentación 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:

- a. "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.
- b. "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.
- c. "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 Activo Integral Burgos. Para tal efecto se solicitó a la Dirección Corporativa de Tecnología de Información y Procesos de Negocio que efectuara los cambios correspondientes.
- d. "Entre los meses de julio y octubre del 2012, el Activo Integral Burgos y la Gerencia de Operaciones enviaron revisada, integrada y oficializada por las áreas de origen la información a la Gerencia de Recursos Financieros 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 Gerencia de Recursos Financieros no tomó estas cifras en cumplimiento del "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 la Dirección Corporativa de Tecnología de Información y Procesos de Negocio efectuó carga de la producción de Hidrocarburos (crudo, gas asociado y gas no asociado) del Campo Nejo del Activo Integral Burgos, en el SNIP por el periodo enero-septiembre 2012. Acto seguido el Activo Integral Burgos 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."

Por otra parte, también se compararon los volúmenes de petróleo crudo no exportable registrados en el SNIP y en el SIBH, y se determinó que fueron de 8,714.5 miles de barriles para el crudo ligero y de 4,770.4 miles de barriles para el crudo pesado, en ambos sistemas. Dichos volúmenes se determinaron de conformidad con los artículos 256 y 258 de la Ley Federal de Derechos y con el oficio núm. 330-SAT-IV-2-HFC-4792/07 del 27 de marzo de 2007, mediante el cual la Administración Central Jurídica de Grandes Contribuyentes del Servicio de Administración Tributaria comunicó a Petróleos Mexicanos el procedimiento para calcular el precio promedio ponderado de los tipos de crudo por comercializar dentro del país.

Para determinar el volumen de petróleo crudo para calcular el Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización (DSHFE) se considera la producción de los campos del régimen general y la producción base de los campos marginales, por lo que de acuerdo con dicha clasificación se determinó lo siguiente:

a) Petróleo crudo de exportación y no exportable de los campos del régimen general

Con los datos de petróleo crudo (ZRPD1) del SNIP se integró la producción por trimestre exportable y por tipo de crudo de los campos del régimen general, y se comparó con la reportada en el SIBH, como se muestra a continuación:

PRODUCCIÓN TRIMESTRAL DE PETRÓLEO CRUDO DE EXPORTACIÓN DE LOS CAMPOS DEL RÉGIMEN GENERAL, 2012

(Miles de barriles)

Periodo	SNIP			SIBH			Producción reportada de más o no reportada en el SIBH		
	SL	LI	PE	SL	LI	PE	SL	LI	PE
Ene – Mar	29,917.2	66,612.4	117,763.6	29,576.0	66,612.4	117,763.6	341.2	0.0	0.0
Abr – Jun	29,487.6	65,876.0	118,672.7	29,065.8	65,876.0	118,672.7	421.8	0.0	0.0
Jul – Sep	30,396.0	65,912.2	119,722.3	29,920.4	65,912.2	119,722.3	475.6	0.0	0.0
Oct - Dic	<u>30,551.8</u>	<u>67,150.0</u>	<u>118,829.9</u>	<u>30,551.8</u>	<u>67,150.0</u>	<u>118,829.9</u>	<u>0.0</u>	<u>0.0</u>	<u>0.0</u>
Total	120,352.6	265,550.6	474,988.5	119,114.0	265,550.6	474,988.5	1,238.6	0.0	0.0

FUENTE: Bases de datos mensuales de petróleo crudo (ZRPD1) del SNIP y del SIBH.

SL: Superligero LI: Ligero PE: Pesado

En los tres primeros trimestres se identifican los 1,238.6 miles de barriles de producción del campo Nejo observados con anterioridad, no reportados en el SIBH.

Por otra parte, en relación con el crudo no exportable de los campos del régimen general, la producción presentada en el SNIP es igual a la reportada en el SIBH de 359.3 miles de barriles para el crudo ligero y 2,733.3 miles de barriles para el crudo pesado.

b) Petróleo crudo de exportación y no exportable de los campos marginales (producción base)

El artículo 257 Bis, fracción IV, de la Ley Federal de Derechos, establece que, en relación con la producción de los campos marginales “A la producción base anual se aplicarán los derechos previstos en los artículos 254 a 257 de esta Ley”, por lo que para el cálculo del DSHFE se utilizó la producción base anual.

En 2012, la producción base anual de petróleo crudo de los campos marginales ascendió a 16.6, 25,628.4 y 7,705.7 miles de barriles de petróleo crudo superligero, ligero y pesado, respectivamente, volumen que coincide con el reportado en el SIBH. De esas cantidades, 16.6, 18,438.4 y 6,093.3 miles de barriles correspondieron a petróleo crudo exportable, respectivamente, y 7,190.0 y 1,612.4 miles de barriles de petróleo crudo a no exportable ligero y pesado, respectivamente, en cumplimiento de los artículos 256, 257 Bis, fracción IV, y 258 de la Ley Federal de Derechos.

Por otra parte, se observó que en la declaración de pago correspondiente a octubre de 2012, no se incluyeron 152.8 miles de barriles, lo que incidió en importes no pagados

del DSHFE, como se informa más adelante. Al respecto, el 8 de julio de 2013, la Subgerencia Fiscal de PEP informó que:

- La producción de crudo total reportada por la Gerencia de Operaciones en el SIBH al cierre del mes de octubre 2012 fue de 2,536.581 miles de barriles diarios.
- 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 a 2,541.509 miles de barriles diarios, diferencia que asciende a 4.928 miles de barriles diarios, la cual, multiplicada por los 31 días de octubre, arroja un total de 152.768 miles de barriles.
- La Subgerencia Fiscal informó de esta situación a la Gerencia de Operaciones y a Tecnología de Información para investigar las causas, haciendo mención de que no se había desbloqueado el 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.

Cabe señalar que, en reuniones de trabajo del 10 y 22 de enero de 2013, representantes del Grupo Multidisciplinario de Operación de Pozos e Instalaciones de Explotación del Activo Integral Burgos y de las Gerencias de Transporte y Distribución de Hidrocarburos Región Norte, de Operaciones y de Tecnología de Información, así como de la Subgerencia Fiscal, trataron el asunto de la revisión del caso de la producción de octubre por cambio en las cifras del SIBH al cierre de noviembre, y solicitaron a Tecnología de Información verificar las reglas del negocio para que no permita cambios de la producción una vez hechos los bloqueos.

Asimismo, PEP proporcionó evidencia de que el encargado de la sección de medición gas del Activo Integral Burgos con puesto de Especialista Técnico "C", fue el usuario del Sistema de Información de Balance de Hidrocarburos que realizó las modificaciones de los datos de producción del mes de 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 Activo Integral Burgos se le comunica que se realizará prueba del SIBH con la participación de la Dirección Corporativa de Tecnología de Información y Procesos de Negocio con su representante a nivel Regional.

"Al entrar al sistema SIBH personal de Activo Integral Burgos 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 la Dirección Corporativa de Tecnología de Información y Procesos de Negocio en reunión de trabajo del 1 de octubre de 2013 donde indica 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 la Dirección Corporativa de Tecnología de Información y Procesos de Negocio 'para desarrollo y sistemas evolutivos de sistemas'.

"Como atención a la problemática presentada, la Dirección Corporativa de Tecnología de Información y Procesos de Negocio 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 Dirección Corporativa de Tecnología de Información y Procesos de Negocio, notificará a las áreas usuarias para realizar las pruebas correspondientes en el sistema en un ambiente de desarrollo, una vez concluido el punto anterior".

Asimismo, informaron que el manual del usuario del SIBH señala las instancias para oficializar y desbloquear el sistema, sin embargo, por vulnerabilidad del mismo no se activaron las medidas de seguridad que debería tener ese sistema en los módulos de aceite y fiscal, para evitar la integración de información sin la autorización de los niveles establecidos para ello, por cuanto a la información del mes de octubre de 2012. Refirieron además que la producción de hidrocarburos del campo Nejo, correspondiente a octubre 2012, no ha sido validada por todos los niveles establecidos para ello, por estar en proceso de regularización.

El no haber reportado los 1,238.6 miles de barriles de petróleo crudo de exportación superligero del campo Nejo en el SIBH y los 152.8 miles de barriles de petróleo crudo de ese mismo campo en la declaración correspondiente, aunado a lo observado en el Resultado núm. 2 de este informe de que PEP consideró de más 0.05 pesos por barril en el precio promedio ponderado de exportación de crudo superligero del cuarto trimestre de 2012, repercutieron en una omisión de pago del DSHFE de 177,545.7 miles de pesos, en incumplimiento de los artículos 256, 257 Bis, 257 Ter, 258, 258 Bis y 258 Ter, de la Ley Federal de Derechos.

La determinación de la cifra mencionada y las acciones correspondientes se presentan en el Resultado núm. 3 de este informe.

12-1-18T4L-02-0024-01-001 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción implemente mecanismos de control y supervisión a fin de que la producción de petróleo crudo se registre correctamente en los sistemas Nacional de Información de Producción (SNIP) y en el de Información de Balance de Hidrocarburos (SIBH), ya que no registró en este último la producción de 1,238.6 miles de barriles de petróleo crudo de exportación superligero del campo Nejo del Activo Integral Burgos de la Región Norte.

2. Precio promedio, tasa y valoración de la producción de petróleo crudo para el cálculo del Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización

Se verificó la determinación de los precios promedio de exportación utilizados para calcular el Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización (DSHFE), como sigue:

a) Precio promedio de exportación por tipo de crudo

De conformidad con el “Procedimiento Administrativo para el Cálculo del Derecho Extraordinario sobre la Exportación de Petróleo Crudo”, el precio promedio ponderado anual del barril de petróleo crudo de exportación por tipo se determina con los reportes de ventas de exportación de petróleo crudo por mezcla, valuadas en moneda nacional, aplicando a cada factura el tipo de cambio publicado en el Diario Oficial de la Federación de acuerdo con la fecha de embarque.

Con la base de datos que opera Pemex Exploración y Producción (PEP) de los volúmenes y las ventas de exportación de las mezclas Maya, Istmo y Olmeca, se determinó que en 2012 PEP exportó 459,494.2 miles de barriles de petróleo crudo, lo que representó ventas aproximadas por 615,140,435.6 miles de pesos, como se muestra a continuación:

VOLÚMENES Y VENTAS DE EXPORTACIÓN ACUMULADAS, 2012

(Miles)

Mes	Maya – Altamira (1)		Istmo		Olmeca		Total	
	Ventas acumuladas (pesos)	Exportación acumulada (barriles)	Ventas acumuladas (pesos)	Exportación acumulada (barriles)	Ventas acumuladas (pesos)	Exportación acumulada (barriles)	Ventas acumuladas (pesos)	Exportación acumulada (barriles)
Enero	40,530,675.7	28,477.3	2,756,450.0	1,886.4	9,967,248.9	6,566.5	53,254,374.6	36,930.2
Febrero	80,028,127.2	56,707.0	5,025,542.8	3,421.5	18,840,677.0	12,422.6	103,894,347.0	72,551.1
Marzo	122,333,532.2	85,808.3	11,516,671.2	7,614.2	28,960,852.7	18,901.9	162,811,056.1	112,324.4
Abril	162,881,345.7	114,075.3	16,293,792.9	10,784.1	37,984,863.4	24,759.3	217,160,002.0	149,618.7
Mayo	199,964,986.4	141,970.9	20,467,000.8	13,651.8	47,418,524.9	31,146.5	267,850,512.1	186,769.2
Junio	231,839,778.5	168,912.8	24,473,262.4	16,785.2	55,387,124.4	37,084.8	311,700,165.3	222,782.8
Julio	264,230,180.0	195,676.5	27,833,791.4	19,334.7	62,806,475.6	42,574.0	354,870,447.0	257,585.2
Agosto	306,340,216.7	227,749.4	32,371,885.4	22,540.5	72,098,859.2	49,045.3	410,810,961.3	299,335.2
Septiembre	347,740,048.3	258,807.1	37,989,449.0	26,500.9	79,395,146.1	54,186.5	465,124,643.4	339,494.5
Octubre	389,549,958.6	291,593.5	42,264,955.2	29,661.8	88,190,543.0	60,598.0	520,005,456.8	381,853.3
Noviembre	428,962,264.6	324,472.9	46,932,400.1	33,154.5	94,737,039.1	65,459.2	570,631,703.8	423,086.6
Diciembre	462,010,995.8	352,206.2	51,178,254.8	36,396.7	101,951,185.0	70,891.3	615,140,435.6	459,494.2

FUENTE: Base de datos de los volúmenes de exportación de petróleo crudo proporcionada por la Gerencia Fiscal de PEP.

(1): Los tipos de crudo Maya y Altamira se agrupan debido a que son crudos pesados.

VOLÚMENES Y VENTAS DE EXPORTACIÓN POR TIPO DE MEZCLA, 2012

(Miles de barriles)



FUENTE: Base de datos de los volúmenes de exportación de petróleo crudo proporcionada por la Gerencia Fiscal de PEP.

Con los datos anteriores se calculó el precio promedio de exportación de cada una de las mezclas y el precio promedio ponderado de exportación de petróleo crudo, al dividir las ventas entre los volúmenes acumulados, y se determinó lo siguiente:

PRECIO PROMEDIO PONDERADO DE EXPORTACIÓN, 2012

(Pesos por barril)

Mes	Precio promedio de exportación			Precio promedio ponderado de exportación
	Maya y Altamira (PE)	Istmo (LI)	Olmeca (SL)	
Enero	1,423.25	1,461.20	1,517.92	1,442.02
Febrero	1,411.25	1,468.76	1,516.66	1,432.01
Marzo	1,425.65	1,512.50	1,532.18	1,449.47
Abril	1,427.83	1,510.90	1,534.18	1,451.42
Mayo	1,408.49	1,499.20	1,522.44	1,434.12
Junio	1,372.54	1,458.02	1,493.53	1,399.12
Julio	1,350.34	1,439.57	1,475.23	1,377.68
Agosto	1,345.07	1,436.16	1,470.05	1,372.41
Septiembre	1,343.62	1,433.51	1,465.22	1,370.05
Octubre	1,335.93	1,424.89	1,455.34	1,361.79
Noviembre	1,322.02	1,415.56	1,447.27	1,348.73
Diciembre	1,311.76	1,406.12	1,438.13	1,338.73

FUENTE: Base de datos mensual de volúmenes y ventas de exportación por tipo de mezcla proporcionada por la Gerencia Fiscal de PEP.

Nota: Los precios presentados se determinaron dividiendo montos en pesos entre volúmenes en barriles, a dos decimales sin redondeo.

SL: Superligero LI: Ligero PE: Pesado

Se comparó el precio promedio ponderado determinado por el personal auditor con el utilizado por PEP para calcular el valor de la extracción de petróleo crudo presentado en las declaraciones del DSHFE del ejercicio 2012, como sigue:

COMPARATIVO PRECIOS PROMEDIO PONDERADOS DE EXPORTACIÓN, 2012

(Pesos por barril)

Trimestre	Determinado por auditores			Utilizado por PEP			Variación		
	PE	LI	SL	PE	LI	SL	PE	LI	SL
Primero	1,425.65	1,512.50	1,532.18	1,425.65	1,512.50	1,532.18	0	0	0
Segundo	1,372.54	1,458.02	1,493.53	1,372.54	1,458.02	1,493.53	0	0	0
Tercero	1,343.62	1,433.51	1,465.22	1,343.62	1,433.51	1,465.22	0	0	0
Cuarto	1,311.76	1,406.12	1,438.13	1,311.76	1,406.12	1,438.18	0	0	-0.05

FUENTE: Base de datos mensual de volúmenes y ventas de exportación por tipo de mezcla, y papeles de trabajo del cálculo del DSHFE proporcionados por la Gerencia Fiscal de PEP.

SL: Superligero LI: Ligero PE: Pesado

En el cuarto trimestre se observa una variación de 0.05 pesos por barril, considerados de más por PEP, debido a que en la determinación del precio promedio PEP aplicó un tipo de cambio con un dígito incorrecto para una factura de mezcla Olmeca (superligero) del 22 de noviembre de 2012, en incumplimiento del artículo 56, fracción II, de la Ley Aduanera.

Al respecto, con motivo de la reunión de resultados y observaciones preliminares, el 14 de octubre de 2013, la Subgerencia Fiscal de la Gerencia de Recursos Financieros de PEP informó que lo anterior se debió a que el hipervínculo del archivo electrónico no cargó correctamente dicho tipo de cambio en la relación de ventas del mes, por lo que se procederá a corregirlo en la "Relación de Ventas de Exportación del mes de noviembre 2012", la que a su vez será cargada en los insumos de dicho mes y así corregir el precio del tipo de crudo mezcla olmeca (superligero) en la hoja de determinación.

El cálculo del impacto de esta observación en el pago del DSHFE se presenta en el Resultado núm. 3 de este informe.

b) Precio promedio de exportación por tipo de crudo ajustado

El artículo 258 de la Ley Federal de Derechos establece que en caso de que algún tipo de petróleo crudo comercializado en el país no haya sido exportado, el precio promedio ponderado se calculará ajustándolo por la calidad del petróleo crudo de que se trate, de acuerdo con el contenido de azufre y los grados API que contenga.

Al respecto, se revisaron las bases de datos de extracción de petróleo y los papeles de trabajo del cálculo del ajuste por rendimiento y azufre de los precios de las corrientes no exportables utilizados por PEP para el cálculo del precio promedio ponderado, con lo que se determinó lo siguiente:

PRECIOS PROMEDIO PONDERADOS DE LAS CORRIENTES NO EXPORTABLES, 2012

Mes	Precio promedio ponderado de exportación		Ajuste por rendimiento y azufre		Precio ajustado (1+2)		Tipo de cambio		Precio ajustado (3 x 4)	
	(1)		(2)		(3)		(4)		(5)	
	d/b		d/b		d/b		\$/d		\$/b	
	Pesado	Ligero	Pesado	Ligero	Pesado	Ligero	Pesado	Ligero	Pesado	Ligero
Ene	105.80	110.49	1.02	-5.46	106.82	105.03	13.4511	13.2237	1,436.85	1,388.89
Feb	107.54	113.03	1.05	-5.62	108.59	107.41	13.1229	12.9937	1,425.02	1,395.65
Mar	109.69	117.66	1.06	-5.83	110.75	111.83	12.9968	12.8538	1,439.40	1,437.44
Abr	109.80	116.92	1.02	-5.93	110.82	110.99	13.0035	12.9224	1,441.05	1,434.26
May	107.54	115.28	0.97	-5.86	108.51	109.42	13.0967	13.0039	1,421.12	1,422.89
Jun	103.89	110.82	0.87	-5.80	104.76	105.02	13.2104	13.1559	1,383.92	1,381.63
Jul	102.05	109.20	0.78	-5.83	102.83	103.37	13.2311	13.1820	1,360.55	1,362.62
Ago	101.70	108.82	0.76	-5.97	102.46	102.85	13.2253	13.1964	1,355.06	1,357.24
Sep	101.80	108.91	0.71	-6.15	102.51	102.76	13.1976	13.1613	1,352.89	1,352.46
Oct	101.49	108.50	0.73	-6.27	102.22	102.23	13.1623	13.1315	1,345.45	1,342.43
Nov	100.48	107.81	0.80	-6.25	101.28	101.56	13.1561	13.1297	1,332.45	1,333.45
Dic	99.86	107.24	0.86	-6.21	100.72	101.03	13.1355	13.1109	1,323.01	1,324.59

FUENTE: Bases de datos de extracción y cálculo del ajuste por rendimiento y azufre de los precios de las corrientes no exportables 2012, proporcionados por la Gerencia de Estrategias de Comercialización de Hidrocarburos de PEP.

d/b: dólares por barril

\$/b: pesos por barril

\$/d: pesos por dólar

c) Selección de la tasa aplicable

El artículo 256 de la Ley Federal de Derechos establece que para determinar el DSHFE se aplicará el porcentaje que corresponda de acuerdo con el rango de precio promedio ponderado anual de barril de petróleo crudo exportado en dólares.

Con base en la relación mensual del volumen y ventas de exportación en dólares por tipo de mezcla que opera PEP, se calcularon los volúmenes y ventas acumuladas para cada trimestre de 2012, como se muestra a continuación:

VOLÚMENES Y VENTAS DE EXPORTACIÓN ACUMULADAS, 2012
(Miles)

Trimestre	Maya – Altamira		Istmo		Olmeca	
	Ventas acumuladas (dólares)	Exportación acumulada (barriles)	Ventas acumuladas (dólares)	Exportación acumulada (barriles)	Ventas acumuladas (dólares)	Exportación acumulada (barriles)
Primero	9,412,566.9	85,808.5	895,967.1	7,614.3	2,224,418.6	18,901.7
Segundo	17,549,766.1	168,913.1	1,860,244.7	16,785.3	4,185,554.6	37,084.6
Tercero	26,348,605.3	258,807.5	2,886,439.2	26,501.0	6,009,060.3	54,186.3
Cuarto	35,172,495.1	352,206.5	3,903,481.6	36,396.8	7,752,169.4	70,891.1

FUENTE: Base de datos de los volúmenes y ventas de exportación de petróleo crudo proporcionada por la Gerencia Fiscal de PEP.

Con los datos anteriores se calcularon los precios promedio de exportación para cada una de las mezclas y el precio promedio ponderado del barril de petróleo crudo exportado, como se presenta a continuación:

PRECIO PROMEDIO PONDERADO DE EXPORTACIÓN, 2012
(Dólares por barril)

Trimestre	Precios promedio de exportación			Precio promedio ponderado de exportación
	Maya y Altamira	Istmo	Olmeca	
Primero	109.7	117.7	117.7	111.6
Segundo	103.9	110.8	112.9	105.9
Tercero	101.8	108.9	110.9	103.8
Cuarto	99.9	107.2	109.4	101.9

FUENTE: Base de datos de los volúmenes y ventas de exportación de petróleo crudo proporcionada por la Gerencia Fiscal de PEP.

Como se aprecia en la tabla, el precio promedio ponderado del barril de petróleo crudo exportado superó los 31.0 dólares por barril, por lo que la tasa seleccionada para calcular el DSHFE fue de 10.0%, de conformidad con el artículo 256 de la Ley Federal de Derechos.

d) Valoración de la producción de petróleo crudo

Los volúmenes mensuales de extracción de petróleo crudo de los campos del régimen general y marginal (producción base), y los precios promedio ponderados determinados, son los elementos necesarios para calcular el valor de la producción de petróleo crudo que sirve como base para determinar el DSHFE. PEP consideró la valoración siguiente:

VALORACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO DETERMINADA POR PEP, 2012

(Miles de pesos)

Tipo de Crudo	Valor de petróleo crudo por trimestre			
	Primero	Segundo	Tercero	Cuarto
Superligero (Olmeca)	45,322,632.1	87,596,012.4	129,781,489.3	171,331,316.8
Ligero (Istmo)	108,012,838.6	207,178,573.7	305,325,708.9	399,322,702.7
Pesado (Maya)	170,462,286.0	329,563,895.5	485,851,304.4	631,063,746.5
No Exportable Ligero	2,868,548.9	6,024,888.2	8,559,946.9	10,000,009.2
No Exportable Pesado	<u>1,564,113.8</u>	<u>3,041,376.9</u>	<u>4,632,501.9</u>	<u>5,749,533.3</u>
Total	328,230,419.4	633,404,746.7	934,150,951.4	1,217,467,308.5

FUENTE: Papeles de trabajo del cálculo del DSHFE y declaraciones normales trimestrales del ejercicio fiscal de 2012.

Considerando además de lo anterior, el precio promedio ponderado correcto del cuarto trimestre y la producción del campo Nejo de la Región Norte no registrada en el Sistema de Información de Balance de Hidrocarburos (SIBH), que se describe en el Resultado núm. 1 de este informe, la valoración se determina como sigue:

VALORACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO CON LOS PRECIOS PROMEDIOS PONDERADOS DETERMINADOS POR EL PERSONAL AUDITOR, 2012

(Miles de pesos)

Tipo de Crudo	Valor de petróleo crudo			
	Primero	Segundo	Tercero	Cuarto
Superligero (Olmeca)	45,845,458.2	88,735,733.3	131,596,458.0	173,106,773.2
Ligero (Istmo)	108,012,838.2	207,178,573.8	305,325,708.9	399,322,703.2
Pesado (Maya)	170,462,286.1	329,563,896.0	485,851,304.1	631,063,746.6
No Exportable Ligero	2,868,548.9	6,024,888.2	8,559,946.2	10,000,009.5
No Exportable Pesado	<u>1,564,113.3</u>	<u>3,041,377.3</u>	<u>4,632,501.7</u>	<u>5,749,533.5</u>
Total	328,753,244.7	634,544,468.6	935,965,918.9	1,219,242,766.0

FUENTE: Base de datos del SNIP y precios promedio ponderados determinados por la Auditoría Superior de la Federación.

Al comparar los 1,217,467,308.5 miles de pesos determinados por PEP, con los 1,219,242,766.0 miles de pesos calculados por el personal auditor, se determinó una diferencia en el valor de la producción de petróleo crudo que totaliza 1,775,457.5 miles de pesos, no considerados por PEP, en incumplimiento de los artículos 256, 257 Bis, 257 Ter, 258, 258 Bis y 258 Ter, de la Ley Federal de Derechos.

El cálculo del impacto de esta observación en el pago del DSHFE se presenta en el Resultado núm. 3 de este informe.

12-1-18T4L-02-0024-01-002 Recomendación

Para que Pemex Exploración y Producción (PEP) implemente mecanismos de control y supervisión a fin de que en el cálculo del precio promedio ponderado de exportación por tipo de mezcla se utilicen los tipos de cambio correctos, ya que se observó que la entidad aplicó para una factura de crudo superligero del 22 de noviembre de 2012 un tipo de cambio con un dígito incorrecto, lo que generó una variación de 0.05 pesos por barril, considerados de más por PEP en el precio promedio ponderado de exportación del cuarto trimestre para ese tipo de crudo.

3. Determinación y pago del Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización

De acuerdo con el artículo 256, párrafo primero, de la Ley Federal de Derechos, Pemex Exploración y Producción (PEP) estará obligado al pago anual del Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización (DSHFE), cuando en el año el precio promedio ponderado del barril de petróleo crudo exportado exceda los rangos de un dólar a partir de 22.00 dólares, para lo cual se aplicarán porcentajes que van del 1% al 10%, aplicando este último porcentaje cuando el precio promedio exceda de 31 dólares.

El porcentaje que corresponda se aplicará al valor anual del petróleo crudo extraído en el año, incluyendo el consumo que PEP realice de ese producto.

Los pagos provisionales trimestrales normales del DSHFE causados en 2012 ascendieron a 108,296,737.3 miles de pesos, determinados como se muestra a continuación:

DETERMINACIÓN DEL DSHFE, 2012

(Miles de pesos)

Tipo de declaración	Periodo	Valor del petróleo crudo extraído en el periodo	Precio promedio ponderado en dólares	% Aplicable	DSHFE	Deducción acumulada DESEP ⁽¹⁾	Importe del pago provisional
Normal	1er trimestre	328,230,419.4	111.6	10%	32,823,041.9	5,097,971.8	27,725,070.1
Normal	2o trimestre	633,404,746.7	105.9	10%	63,340,474.7	8,099,999.5	27,515,405.1
Normal	3er trimestre	934,150,951.4	103.8	10%	93,415,095.1	11,098,835.7	27,075,784.2
Normal	4o trimestre	1,217,467,308.5	101.9	10%	121,746,730.9	13,449,993.6	<u>25,980,477.9</u>
Suma							108,296,737.3

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

⁽¹⁾ Derecho Extraordinario sobre la Exportación de Petróleo Crudo.

Se verificó que al valor del petróleo crudo extraído desde el inicio del ejercicio hasta el último día del trimestre al que correspondiera el pago, se le aplicó el porcentaje previsto en el artículo 256, considerando, para la valoración de la producción, el precio promedio ponderado del barril de petróleo crudo exportado en el mismo periodo. Al pago provisional determinado se le restaron los pagos provisionales pagados de este derecho en los trimestres anteriores, de conformidad con el artículo 257, párrafo octavo, de la Ley Federal de Derechos.

También se constató que el Derecho Extraordinario sobre la Exportación de Petróleo Crudo (DESEP), que se dedujo en las declaraciones trimestrales del DSHFE en 2012 por un monto acumulado de 13,449,993.6 miles de pesos, fue efectivamente pagado.

Los pagos realizados por PEP correspondieron a los volúmenes de extracción que generó el Sistema de Información de Balance de Hidrocarburos (SIBH) y con los precios promedio ponderados determinados por la entidad; sin embargo, de acuerdo con las observaciones que se detallan en los resultados números 1 y 2 de este informe, los pagos provisionales del DSHFE fueron inferiores a los determinados por el personal auditor, como se detalla a continuación:

DERECHO SOBRE HIDROCARBUROS PARA EL FONDO DE ESTABILIZACIÓN
DETERMINADO POR EL PERSONAL AUDITOR, 2012

(Miles de pesos)

Concepto	Primer trimestre	Segundo trimestre	Tercer trimestre	Cuarto trimestre
Valor del petróleo crudo extraído en el periodo	328,753,244.7	634,544,468.6	935,965,918.9	1,219,242,766.0
(X) % Aplicable	<u>10.0%</u>	<u>10.0%</u>	<u>10.0%</u>	<u>10.0%</u>
(=) DSHFE	32,875,324.5	63,454,446.9	93,596,591.9	121,924,276.6
(-) Deducción acumulada DESEP	<u>5,097,971.8</u>	<u>8,099,999.5</u>	<u>11,098,835.7</u>	<u>13,449,993.6</u>
(=) DSHFE determinado	27,777,352.7	55,354,447.4	82,497,756.2	108,474,283.0
(-) Declarado	<u>27,725,070.1</u>	<u>55,240,475.2</u>	<u>82,316,259.4</u>	<u>108,296,737.3</u>
(=) Diferencia	-52,282.6	-113,972.2	-181,496.8	-177,545.7

FUENTE: Volúmenes mensuales de extracción de petróleo crudo de los campos del régimen general y marginal (producción base), y los precios promedio ponderados determinados por el personal auditor.

De acuerdo con el Resultado núm. 1 de este informe, el no haber reportado los 1,238.6 miles de barriles de petróleo crudo de exportación superligero del campo Nejo en el SIBH, no haber presentado 152.8 miles de barriles de petróleo crudo de dicho campo en la declaración correspondiente, y el haber considerado de más 0.05 pesos por barril en el precio promedio ponderado de exportación de crudo superligero del cuarto trimestre de 2012 que se observa en el resultado núm. 2 de este informe, repercutió en una omisión de pago del DSHFE de 177,545.7 miles de pesos, en incumplimiento de los artículos 256, 257 Bis, 257 Ter, 258, 258 Bis y 258 Ter, 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 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 Activo Integral Burgos se le comunica que se realizará prueba del SIBH con la participación de la Dirección Corporativa de Tecnología de Información y Procesos de Negocio con su representante a nivel Regional.

”Al entrar al sistema SIBH personal de Activo Integral Burgos 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 la Dirección Corporativa de Tecnología de Información y Procesos de Negocio en reunión de trabajo del 1 de octubre de 2013 donde indica 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 la Dirección Corporativa de Tecnología de Información y Procesos de Negocio ‘para desarrollo y sistemas evolutivos de sistemas’.

”Como atención a la problemática presentada, la Dirección Corporativa de Tecnología de Información y Procesos de Negocio implementará los siguientes mecanismos de control:

- D) ”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.
- E) ”Que está trabajando en las medidas de control que se implementarán en el SIBH, las cuales estiman terminarán en 4 semanas.
- F) ”La Gerencia de Servicios Técnicos Especializados de la Dirección Corporativa de Tecnología de Información y Procesos de Negocio, notificará a las áreas usuarias para realizar las pruebas correspondientes en el sistema en un ambiente de desarrollo, una vez concluido el punto anterior”.

Asimismo, se informó que el manual del usuario del SIBH señala las instancias para oficializar y desbloquear el sistema, sin embargo, por vulnerabilidad del mismo no se activaron las medidas de seguridad que debería tener ese sistema en los módulos de aceite y fiscal, para evitar la integración de información sin la autorización de los niveles establecidos para ello, por cuanto a la información del mes de octubre de 2012. Refirieron además que la producción de hidrocarburos del campo Nejo, correspondiente a octubre 2012, no ha sido validada por todos los niveles establecidos para ello, por estar en proceso de regularización.

También señalaron que ”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”.

Adicionalmente, con motivo de la reunión de resultados finales y observaciones preliminares el 31 de octubre de 2013, la Gerencia de Operaciones y los grupos multidisciplinarios en Materia de Distribución de Aceite y Gas 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.

Asimismo, proporcionaron:

- Oficio del 16 de mayo de 2012 mediante el cual la Gerencia de Programación y Evaluación Operativa de la Subdirección de Planeación y Evaluación solicitó a la Gerencia de Operaciones la adecuación del SNIP para incluir la producción de crudo del campo Nejo del Activo Integral Burgos 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.
- 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,

”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;"

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 de la Subdirección de Integración de Soluciones y Procesos de Negocio de la Dirección Corporativa de Tecnología de Información y Procesos de Negocio 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 Proceso de Negocio de la Dirección Corporativa de Tecnología de Información y Procesos de Negocio 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.

La acción correspondiente a las observaciones contenidas en los dos párrafos que anteceden, se presenta en el Resultado núm. 4 de la auditoría núm. 40 "Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos".

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 del DSHFE de 2012, el 18 de diciembre de 2013, por 228,084.4 miles de pesos, que incluyen actualizaciones y recargos. Para su determinación PEP consideró la producción de petróleo crudo de exportación superligero, gas asociado y no asociado del campo Nejo de la Región Norte. Al respecto, proporcionó la evidencia del pago realizado.

12-9-18T4L-02-0024-08-001 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 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 la carga retroactiva en el SNIP se realizó hasta finales de noviembre del mismo año, 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 petróleo crudo de exportación superligero en el SIBH, y se modificara el volumen de producción de petróleo crudo de exportación de octubre de 2012 en el mismo sistema, al incrementar 152.8 miles de barriles de la producción de ese campo, situaciones que aunadas a la determinación de 0.05 pesos por barril de más en el precio promedio ponderado de exportación de crudo superligero del cuarto trimestre de 2012, repercutieron en una omisión de pago por 177,545.7 miles de pesos del Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización, en incumplimiento de los artículos 256, 257 Bis, 257 Ter, 258, 258 Bis y 258 Ter, de la Ley Federal de Derechos y de los numerales III del apartado 1.8.2.2 y III del apartado 1.8.13.2, de la sección XI. Pemex Exploración y Producción, del Manual de Organización de Estructura Básica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, vigente en 2012.

4. Destino del Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización

El artículo 256, último párrafo, de la Ley Federal de Derechos, establece que la recaudación anual que genere la aplicación del Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización (DSHFE), se destinará al Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros (FEIP).

Por otra parte, en el artículo 1, párrafo noveno, de la Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal de 2012, se dispuso que durante ese ejercicio, de los recursos que generara el DSHFE a que se refiere el citado artículo 256, en primer término se destinarían 10,000,000.0 miles de pesos al FEIP y en segundo término, 84,755,640.0 miles de pesos a financiar programas y proyectos de inversión aprobados en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) de ese mismo año, cuya aplicación se realizaría de acuerdo con lo establecido en éste.

Además, de acuerdo con el párrafo décimo del artículo referido, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) podría destinar la recaudación del DSHFE obtenida en exceso de la suma de los montos referidos en el párrafo anterior, para compensar parcial o totalmente los ingresos del Gobierno Federal durante el ejercicio fiscal de 2012, así como para cubrir el costo de los combustibles que se requirieran para la generación de electricidad en adición de los recursos previstos en el PEF del mismo año.

Al respecto, se solicitó a la SHCP que informara sobre el destino de los 106,150,840.0 miles de pesos que Pemex Exploración y Producción (PEP) pagó en 2012 del DSHFE (pagos del derecho causado del cuarto trimestre de 2011 al tercer trimestre de 2012). En respuesta, la Dirección General Adjunta de Finanzas Públicas de la Unidad de Planeación Económica de la Hacienda Pública proporcionó la información siguiente:

- Oficio del 16 de febrero de 2012, mediante el cual la Tesorería de la Federación comunicó a Nacional Financiera, S.N.C., Fiduciaria del FEIP, el depósito de 10,000,000.0 miles de pesos del DSHFE a la cuenta del FEIP, de acuerdo con los artículos 1 de la Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal de 2012, y 12 del Reglamento de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria.
- Oficio del 3 de junio de 2013, mediante el cual la Unidad de Política y Control Presupuestario comunicó a la Auditoría Superior de la Federación lo siguiente: "... se reitera que tal como se presentó en los Informes sobre la Situación Económica, las Finanzas Públicas y la Deuda Pública correspondientes al cuarto trimestre de 2012..."

"La recaudación por concepto del derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización fue de 106,150.8 millones de pesos. Conforme a lo señalado en la LIF2012, los recursos que se generen hasta 84 mil 755.6 millones de pesos se destinarán a financiar programas y proyectos de inversión aprobados en el Decreto de Presupuesto de Egresos de la Federación para el ejercicio fiscal 2012 (PEF2012), y el exceso a este último monto, a cubrir el costo de los combustibles que se requieran para la generación de electricidad en adición a los recursos previstos en el PEF2012.

"Esto significa que, respecto a lo que establece la Ley Federal de Derechos, mediante la LIF2012 se hizo una reasignación de los recursos estimados de la recaudación del derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización por 84,755.6 millones de pesos en lugar de destinarse a la aportación patrimonial al fondo de estabilización, se destinaron a financiar programas y proyectos de inversión que se aprobaron en el Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2012 (PEF2012) (capítulo 5000 y 6000)."

Por lo que respecta a los 11,395,200.0 miles de pesos de recaudación del DSHFE que excedieron al monto estimado en la Ley de Ingresos de la Federación, se destinaron a "cubrir la transferencia que se otorgó a la Comisión Federal de Electricidad, con la adecuación presupuestaria número 2012-18-TOQ-1397, con el fin de cubrir el costo de los combustibles que se requieren para la generación de electricidad, de conformidad con lo establecido en el párrafo noveno del artículo 1º de la LIF2012". La Unidad de Política y Control Presupuestario proporcionó copia de dicha adecuación.

De conformidad con lo anterior, los 106,150,840.0 miles de pesos del DSHFE se distribuyeron de conformidad con la Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal de 2012, como se detalla a continuación:

DISTRIBUCIÓN DEL DSHFE, 2012

(Miles de pesos)

Concepto	LIF2012	Recaudado
Depósito al FEIP	10,000,000.0	10,000,000.0
Financiamiento de programas y proyectos de inversión aprobados en el PEF2012	84,755,640.0	84,755,640.0
Cobertura de costo de combustibles para la generación de electricidad (CFE)	0.0	11,395,200.00
	94,755,640.0	106,150,840.0

FUENTE: Oficios núms. 307-A.-1773 del 3 de junio de 2013 emitido por la Unidad de Política y Control Presupuestario de la SHCP, y 401-DDT-9056 del 16 de febrero de 2012, emitido por la Tesorería de la Federación.

5. Presentación del Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización en la Cuenta Pública

Los importes registrados en los Resúmenes de Ingresos Ley por concepto del Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización (DSHFE) fueron integrados por el Servicio de Administración Tributaria con base en los pagos realizados por Pemex Exploración y Producción. Los resúmenes de Ingresos Ley presentaron los pagos trimestrales de ese derecho por un total de 106,150,840.0 miles de pesos para 2012.

El importe se registró en la cuenta con clave de cómputo núm. 400200 "Pagos Provisionales", con clave de formas de pago 920051 "Por recaudación de la TESOFE" y 920048 "Concentraciones de Instituciones bancarias", por 106,150,836.8 y 3.2 miles de pesos, respectivamente; la última cifra no correspondió al DSHFE, ya que fue pagada por error con la clave correspondiente al DSHFE. La recaudación fue en las fechas siguientes:

INGRESOS CAPTADOS POR RECAUDACIÓN DEL DSHFE, 2012

(Miles de pesos)

Fecha de pago	Importe
31 de enero	23,834,577.2
30 de abril	27,725,070.1
31 de julio	27,515,405.0
4 de septiembre	1.0
11 y 31 de octubre	27,075,785.7
12 de noviembre	1.0
Total	106,150,840.0

FUENTE: Resúmenes de Ingresos Ley del 1 de enero al 31 de diciembre de 2012.

El monto del DSHFE reportado en el Estado Analítico de Ingresos de la Cuenta Pública 2012 por 106,150,840.0 miles de pesos, coincidió con el registrado en los Resúmenes de Ingresos Ley.

6. Conciliación del Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización informado en la Cuenta Pública 2012 con el reportado la información financiera

Se concilió el monto de la recaudación bruta del Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización (DSHFE) presentado en el Estado Analítico de Ingresos de la Cuenta Pública 2012 por 106,150,840.0 miles de pesos, con el pagado por Pemex Exploración y Producción (PEP) en ese año por 106,150,836.8 miles de pesos, y con el reportado en sus Estados Financieros Dictaminados al 31 de diciembre de 2012 por 108,296,737.3 miles de pesos, como se muestra a continuación:

CONCILIACIÓN DEL DSHFE REPORTADO EN LOS ESTADOS FINANCIEROS, DECLARACIONES DE PAGO Y EN EL ESTADO ANALÍTICO DE INGRESOS DE LA CUENTA PÚBLICA 2012

(Miles de pesos)

Concepto	Subtotal	Total
Estados financieros dictaminados ⁽¹⁾		108,296,737.3
Menos:		
- DSHFE de 2012 pagado en 2013 ⁽²⁾	<u>25,980,477.7</u>	<u>25,980,477.7</u>
		82,316,259.6
Más:		
- DSHFE de 2011 pagado en 2012 ⁽³⁾	23,834,577.2	
- Depósitos no correspondidos por PEP	<u>3.2</u>	<u>23,834,580.4</u>
Monto presentado en el Estado Analítico de Ingresos		106,150,840.0

FUENTE: Declaraciones del DSHFE del ejercicio fiscal de 2011 y 2012; estados financieros dictaminados al 31 de diciembre de 2012; balanza de comprobación al 31 de diciembre de 2012, y Estado Analítico de Ingresos de la Cuenta Pública 2012.

⁽¹⁾ Cargo a resultados por el DSHFE causado en 2012.

⁽²⁾ DSHFE causado en el cuarto trimestre de 2012.

⁽³⁾ DSHFE causado en el cuarto trimestre de 2011.

Conforme a lo anterior, los importes del DSHFE presentados por PEP en los estados financieros dictaminados al 31 de diciembre de 2012 coincidieron con los pagados.

Asimismo, los pagos por 3.2 miles de pesos fueron realizados por contribuyentes que erróneamente asentaron la clave del DSHFE, por lo que el importe de 106,150,840.0 miles de pesos reportado en el Estado Analítico de Ingresos de la Cuenta Pública 2012 es correcto.

7. Registro contable del Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización

Pemex Exploración y Producción (PEP) registró la provisión de los pagos del Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización (DSHFE) por 108,296,737.3 miles de pesos con cargo a la cuenta 6511 "Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización", y abono a la núm. 2146 "Derechos sobre extracción y exportación de crudo y gas".

El registro de los pagos se realizó con cargo a la cuenta núm. 2146 "Derechos sobre extracción y exportación de crudo y gas", y abono a la núm. 1106 "Caja de ingresos y egresos virtuales", de conformidad con la lista de cuentas de contabilidad, el instructivo para el manejo de cuentas de balance y resultados y la guía contabilizadora, vigentes en 2012.

Dicha cantidad fue reportada en la balanza de comprobación de PEP al 31 de diciembre de 2012, importe que coincidió con el consignado en los estados financieros dictaminados del mismo año.

8. Pagos del Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización

El artículo 256, párrafos tercero y quinto, de la Ley Federal de Derechos, establece que los pagos provisionales trimestrales se pagarán a más tardar el último día hábil de los meses de abril, julio y octubre del ejercicio de que se trate y enero del siguiente año y la declaración anual por este derecho a más tardar el último día hábil del mes de marzo del siguiente año del ejercicio de que se trate.

De acuerdo con esa disposición, Pemex Exploración y Producción realizó los pagos provisionales trimestrales del ejercicio 2012 del Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización el 30 de abril, 31 de julio y 31 de octubre de 2012 y 31 de enero de 2013; asimismo, presentó la declaración anual el 27 de marzo de 2013.

9. Medición del volumen de petróleo crudo utilizado como base fiscal para el cálculo del Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización

Con el fin de verificar la confiabilidad de la medición del volumen de petróleo crudo extraído que utilizó Pemex Exploración y Producción (PEP) para determinar la base fiscal para el cálculo del Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización (DSHFE), en julio de 2013, se realizó una visita de inspección a los campos Ixtal, Chuc, Xanab y Bolontiku, a partir de una muestra de los puntos de medición donde se cuantificó la producción de crudo en 2012.

Las visitas tuvieron como objeto constatar que, en 2012, los equipos de medición se encontraron dentro de las especificaciones de funcionamiento establecidas en el numeral 4.8.2.11 "Frecuencia en la recalibración del probador", sección 8 "Operación de pruebas a los sistemas", Capítulo 4 "Pruebas a los Sistemas", del Manual de Estándares de Medición del Petróleo, así como de las secciones 8.2.2 "Identificación", 8.2.3 "Trazabilidad a patrones nacionales o internacionales y calibración", 8.2.4 "Certificado o informe o dictamen de calibración" y 8.3.1 "Requisitos técnicos para la contratación" en su apartado 8.3.1.1, de la Norma de Referencia NFR-111-PEMEX-2012.

Los campos seleccionados pertenecen a la Región Marina Suroeste (RMSO) de PEP, la cual, en 2012, produjo 214,286.4 miles de barriles (MB) de petróleo crudo, el 23.0% de la producción total de ese ejercicio por 932,535.7 MB. La RMSO cuenta con dos activos integrales de producción: Abkatun Pol Chuc y Litoral de Tabasco.

De un total de 15 campos con que cuenta el activo de producción Abkatun Pol Chuc, se seleccionaron Ixtal y Chuc, localizados aproximadamente a 145 km al noreste del puerto de Dos Bocas, Tabasco, y de 12 campos de Litoral de Tabasco, se seleccionaron Xanab y Bolontiku. A continuación se describe el manejo de la producción por campo.

a) Campo Ixtal

b) El campo tiene 12 pozos que se distribuyen en dos plataformas satélites¹: Ixtal-A (9 pozos) e Ixtal-B (3 pozos). La producción de los pozos de Ixtal-B se envía a la plataforma Ixtal-A, donde se une la producción del campo. Posteriormente, de Ixtal-A se envía la producción hacia al centro de proceso Abkatun-A.

En Abkatun-A, el crudo pasa al proceso de estabilización, en el cual se separa del gas en dos etapas. Para cuantificar la producción de petróleo crudo estabilizado, se tiene instalado un patín de medición, el cual consta de dos trenes con medidores másicos tipo Coriolis.

En 2012, los medidores fueron calibrados por un laboratorio acreditado por la Entidad Mexicana de Acreditación (EMA), y los números de serie de los sensores y de los transmisores, consignados en los informes de calibración, coincidieron con los marcados físicamente en los medidores, en cumplimiento de la normativa.

Después de que el crudo se mide, éste se envía al centro de proceso Akal-J, en donde se mezcla con las diferentes corrientes de crudo de la Sonda de Campeche para producir el crudo de exportación y posteriormente enviarlo a la Terminal Marítima Cayo Arcas, o a la Unidad Flotante de Almacenamiento y Descarga FSO (Floating Storage and Off-loading System) Ta'kuntah, o bien a la Unidad Flotante de Producción, Almacenamiento y Descarga FPSO (Floating Production, Storage and Offloading) Yùum K'ak'Náab, para su carga a los buques tanque de exportación.

c) Campo Chuc

El campo tiene 16 pozos que se distribuyen en tres plataformas satélites, Chuc-1 (un pozo), Chuc-A (6 pozos) y Chuc-B (9 pozos). La producción de los pozos de Chuc-B se envía a Chuc-A; asimismo, la producción de Chuc-1 se envía a Chuc-A, en donde se une la producción del campo. En una primera etapa se separa el gas y el aceite; posteriormente, el gas se envía por un gasoducto de 24"Ø, y el crudo en un oleoducto de 20"Ø al centro de proceso Pol-A.

En Pol-A, el crudo pasa al proceso de estabilización, en el cual se separa del gas remanente en dos etapas. Para cuantificar la producción de crudo estabilizado en el centro de proceso Pol-A, se tiene instalado un patín de medición, el cual consta de los dos trenes con medidores másicos tipo Coriolis.

En 2012, los medidores fueron calibrados por un laboratorio acreditado por la EMA, y los números de serie de los sensores y de los transmisores consignados en los informes de calibración coincidieron con los marcados físicamente en los medidores, en cumplimiento de la normativa.

El crudo manejado en Pol-A se envía a la Terminal Marítima Dos Bocas para venta de exportación o al Sistema Nacional de Refinación.

d) Campo Xanab

Este campo es explotado en cuatro pozos, en una plataforma denominada Xanab-A. La producción de hidrocarburos de este campo es enviada a la batería de separación Litoral,

¹ En esta instalación se realiza la perforación de pozos, los cuales conectan el yacimiento con la superficie; la mezcla de aceite y gas se controla mediante los árboles de producción. Asimismo, en esta estructura se encuentra el separador de prueba, el cual retira el aceite del gas de cada uno de los pozos.

ubicada en la Terminal Marítima Dos Bocas para su proceso y estabilización, así como para su posterior medición.

Para cuantificar la producción de petróleo crudo estabilizado en la batería de separación Litoral, en 2012, se utilizó el paquete de medición A, del sistema de medición identificado como SM-900, el cual contó con una capacidad máxima de 100.0 miles de barriles por día (MBPD) en ese año, la cual fue insuficiente para medir toda la producción de la corriente proveniente de los campos Yaxche, Xanab y Puerto Ceiba, estimada en 110 MBPD, debido a que sólo contaba con 2 trenes de medición de tipo desplazamiento positivo.

Para verificar que la producción asignada a esos campos por la Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos Marina Suroeste (GTDH-MSO) correspondiera con la real, la entidad midió la corriente durante 36 horas, a partir del 12 de junio de 2012, en el tanque de almacenamiento TV-5004, obteniendo como resultado una desviación del 0.2% respecto de la producción asignada por la GTDH para el activo de producción Litoral de Tabasco.

Del 22 al 25 de octubre de 2012, también midió la corriente y obtuvo una desviación de 2.6%, y el 4 y 5 de diciembre de 2012 obtuvo una desviación de 7.9%, es decir, vino incrementándose.

Por lo anterior, a partir del 13 de abril de 2013, inició operaciones la ampliación del sistema de medición 900 con el paquete de medición B, que consta de tres trenes con medidores másicos, con una capacidad de 180 MBPD, por lo que a la fecha de la visita (julio de 2013), la medición de la corriente Yaxche, Xanab y Puerto Ceiba se llevaba a cabo de manera continua en el SM-900 en sus paquetes A y B.

Cabe señalar que, durante la visita, se constató que los dos medidores de desplazamiento positivo instalados en el paquete de medición A no estaban identificados con su número de serie; sin embargo, en el transcurso de la auditoría, y con motivo de la intervención del personal auditor, la entidad fiscalizada identificó los medidores, en cumplimiento de la normativa, con lo que se solventa lo observado.

En el ejercicio 2012 no se calibraron los medidores de desplazamiento positivo del paquete de medición A al no tener la capacidad suficiente para medir toda la producción, además de que se utilizó el tanque de almacenamiento TV-5004; sin embargo, en enero de 2013, dichos medidores ya fueron calibrados. De acuerdo con el “Plan Rector para la medición de hidrocarburos en PEP 2011-2015”, la frecuencia para calibrar un sistema de medición en forma general, se debe sustentar y regir por las tendencias de sus variables de control con la aplicación de herramientas estadísticas y no en periodos fijos de tiempo. Los medidores másicos del paquete de medición B se calibraron en octubre de 2012.

El crudo manejado en la batería de separación Litoral se envía a la Terminal Marítima Dos Bocas para su venta de exportación o al Sistema Nacional de Refinación.

e) Campo Bolontiku

El campo Bolontiku es explotado en seis pozos en tres plataformas: Bolontiku-1 (3 pozos), Bolontiku-A (un pozo) y Bolontiku-B (2 pozos). La producción de este campo se envía al centro de proceso Abkatun-D, en donde se separa el crudo y gas. Para cuantificar la producción de petróleo crudo separado en Abkatun-D, se tiene instalado un patín de medición, el cual consta del tren A y tren B con medidores másicos tipo Coriolis.

Los medidores fueron calibrados por un laboratorio acreditado por la EMA, y los números de serie de los sensores y de los transmisores consignados en los informes de calibración coincidieron con los marcados físicamente en los medidores, en cumplimiento de la normativa.

Asimismo, en el centro de proceso Abkatun-D se tiene instalado un patín de medición con un medidor másico tipo Coriolis, denominado “maestro”, que se utiliza para calibrar los medidores de producción.

El medidor maestro fue calibrado por el Centro Nacional de Metrología y Normalización, y los números de serie del sensor y del transmisor consignados en el certificado de calibración coincidieron con los marcados físicamente en el medidor, en cumplimiento de la normativa.

El crudo manejado en Abkatun-D se envía al centro de proceso Abkatun A, en donde se une con otras corrientes para su envío al centro de proceso Akal-J.

Conviene mencionar que para conocer la producción por pozo de los campos Bolontiku y Xanab, se tienen instalados medidores multifásicos en las plataformas Bolontiku-1, Bolontiku-A, Bolontiku-B y Xanab-A, los cuales permiten conocer la cantidad de crudo, gas y agua de la mezcla.

10. Asignación de la producción por pozo en el Sistema Nacional de Información de Producción

Para conocer la metodología que los activos de producción Abkatun Pol Chuc y Litoral de Tabasco de la Región Marina Suroeste de Pemex Exploración y Producción (PEP) utilizaron para asignar la producción de cada pozo en el Sistema Nacional de Información de Producción (SNIP), se solicitó una descripción de las actividades, con lo que se determinó lo siguiente:

a) Activo de producción Abkatun Pol Chuc

Este activo informó que la captura de la información de producción por pozo se realiza en el SNIP; refirió también que los datos son introducidos por pozo/rama y batería/campo, para después ser procesados por el sistema, efectuando un proceso de asignación o distribución de acuerdo con los movimientos operativos que se realizan en el transcurso de cada mes, estimación que se conoce como prorratio; la metodología es la siguiente:

1. Se toman los datos de las mediciones realizadas a los pozos (aforos) al día primero de cada mes.
2. Se determina el factor de asignación aplicable a cada pozo con base en la fracción que corresponde al valor obtenido en la medición del pozo respecto de la producción del campo al cual pertenece, considerando aceite en barriles por día (BPD), gas de formación en millones de pies cúbicos por día (MMPCD), así como el porcentaje de agua por pozo (BPD).

$$\text{Factor de asignación} = \frac{\text{Volumen medido por pozo de cada campo}}{\sum \text{Volumen medido de los pozos de cada campo}}$$

3. El factor de asignación se afecta por el volumen de producción diaria medida en la batería de separación, donde fluye cada campo.

Volumen asignado=Factor de asignación x Volumen medido en batería

b) Activo de producción Litoral de Tabasco

Este activo informó que la metodología utilizada para la asignación de la producción por pozo en el SNIP es por medio de nodos y conectores que representan el Sistema Lógico de Asignación de Producción, como sigue:

- Nodos que representan los fluidos que entran a la red (pozos).
- Nodos que representan los fluidos que salen de la red (medidor de fluidos en los puntos de entrega).
- Nodos normales que representan los fluidos que permanecen en la red (satélites, baterías).

La aplicación (Avocet) calcula los volúmenes de fluidos para cada nodo.

- Nodos de salida; se utiliza el valor de la medición en los puntos de entrega (baterías).
- Nodos de entrada; se utiliza el tiempo que está produciendo y estima el volumen dependiendo del método teórico especificado para el nodo.

Información requerida:

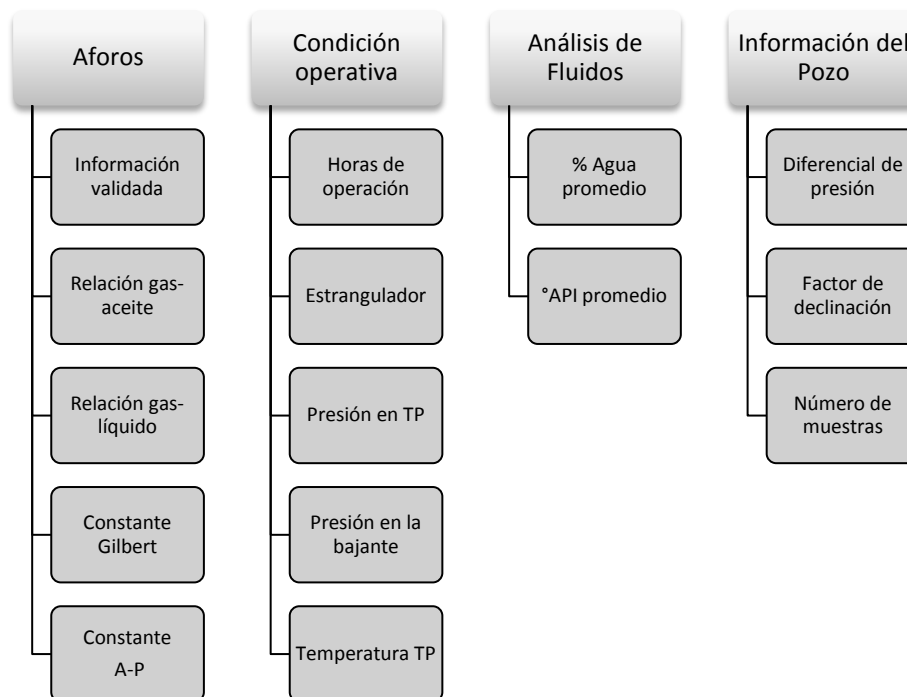
- Aforo
- Condición operativa del pozo
- Análisis de fluidos promedio.

Método teórico

- Gilbert
- Ashord-Pierce

Al respecto, se muestra de manera esquemática dicha metodología:

ESQUEMA DE LA INFORMACIÓN PARA ASIGNAR LA PRODUCCIÓN A LOS POZOS
DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN LITORAL DE TABASCO



Conforme a lo expuesto, se observa que los dos activos de producción utilizan metodologías distintas para asignar la producción de los pozos de la Región Marina Suroeste en el SNIP, por lo que, con el fin de obtener datos confiables a partir de criterios uniformes, es necesario establecer una metodología única que permita la comparabilidad de la información de producción.

Con motivo de la reunión de resultados y observaciones preliminares, el 10 de octubre de 2013, los Grupos Multidisciplinarios de Operación de Pozos e Instalaciones de Explotación del Activo de Producción Litoral de Tabasco y del Activo de Producción Abkatun Pol Chuc de la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste de PEP firmaron un oficio en el cual informan lo siguiente:

Se llevó a cabo una reunión entre los activos de producción Abkatun Pol Chuc y Litoral de Tabasco y acordaron la metodología a emplear como región para la asignación de producción a través del SNIP, la cual se basa en los siguientes puntos:

1. La medición individual de pozos (aforos).
2. La medición realizada en las baterías de los diferentes centros de proceso.
3. Condiciones operativas de los pozos como son; la presión en la tubería de producción (PTP), presión en la bajante, estrangulador, densidad, porcentaje de agua y gasto de inyección de bombeo neumático.
4. Movimientos operativos de pozos realizados durante el día (apertura, cierre y estrangulamiento).

Asimismo, se informó que con los datos anteriores se determina el factor de asignación aplicable a cada pozo, tomando la fracción que corresponde al valor obtenido en la medición del pozo respecto de la producción que corresponde a cada campo de aceite, gas de formación y producción de agua, de acuerdo con el porcentaje de agua por pozo de cada campo. Posteriormente, el factor de asignación se afecta por el volumen de producción diaria medida en la batería donde fluye cada campo. Con la información proporcionada se solventa lo observado.

Recuperaciones Operadas

En el transcurso de la revisión se recuperaron recursos por 228,084.4 miles de pesos, con motivo de la intervención de la ASF.

Resumen de Observaciones y Acciones

Se determinó(aron) 5 observación(es), de la(s) cual(es) 2 fue(ron) solventada(s) por la entidad fiscalizada antes de la integración de este informe. La(s) 3 restante(s) generó(aron): 2 Recomendación(es) y 1 Promoción(es) de Responsabilidad Administrativa Sancionatoria.

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 (PEP) 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, y en la declaración del Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización 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 la omisión de pago por 177,545.7 miles de pesos del Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización. 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, PEP pagó 228,084.4 miles de pesos del derecho mencionado, que incluyen actualizaciones y recargos.

Apéndices

Procedimientos de Auditoría Aplicados

1. Comprobar que la producción de petróleo crudo se calculó en cumplimiento de la normativa.

2. Constatar que el precio promedio ponderado anual del barril de petróleo crudo de exportación se calculó correctamente.
3. Verificar que los datos del Sistema de Información de Balance de Hidrocarburos corresponden a la producción de crudo oficializada en el Sistema Nacional de Información de Producción.
4. Verificar que los instrumentos para medir el petróleo crudo cumplieron con las especificaciones establecidas en las normas de referencia y en los Manuales del American Petroleum Institute.
5. Verificar que el cálculo de los pagos provisionales y anual del Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización (DSHFE), se realizó de conformidad con la normativa.
6. Comprobar que el pago del DSHFE, realizado mediante las declaraciones provisionales y anual, se ajustó a los plazos previstos en la normativa.
7. Verificar que Pemex Exploración y Producción registró en la contabilidad el DSHFE de conformidad con la normativa.
8. Conciliar el importe del DSHFE reportado en la Cuenta Pública con el consignado en los estados financieros dictaminados.
9. Constatar que los montos del DSHFE registrados en los resúmenes de Ingresos Ley coincidieron con los reportados en el Estado Analítico de Ingresos de la Cuenta Pública 2012.
10. Verificar que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público destinó la recaudación del DSHFE conforme a lo que establece la Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal de 2012.

Áreas Revisadas

La Gerencia de Recursos Financieros de la Subdirección de Administración y Finanzas, y los activos de producción Abkatun Pol Chuc y Litoral de Tabasco de la Región Marina Suroeste 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 del Servicio de Administración Tributaria.

Disposiciones Jurídicas y Normativas Incumplidas

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

1. Otras disposiciones de carácter general, específico, estatal o municipal: Ley Federal de Derechos, Art. 256; Art. 257; Art. 257 Bis; Art. 257 Ter; Art. 258; Art. 258 Bis; Art. 258 Ter.

Ley Aduanera, Art. 56, fracción II.

Manual de Organización de Estructura Básica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, vigente en 2012, sección XI. Pemex Exploración y Producción, numeral III del apartado 1.8.2.2; numeral III del apartado 1.8.13.2.

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.