

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

Auditoría Financiera y de Cumplimiento: 14-6-47T4L-02-0008

DE-181

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 2014, 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

	INGRESOS
	Miles de Pesos
Universo Seleccionado	104,058,230.9
Muestra Auditada	104,058,230.9
Representatividad de la Muestra	100.0%

Los pagos por 104,058,230.9 miles de pesos efectuados por Pemex Exploración y Producción fueron reportados como recaudación neta del Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización en el Estado Analítico de Ingresos de la Cuenta Pública 2014, de los cuales se revisó el 100.0%.

Antecedentes

Con motivo de la Reforma Energética de diciembre de 2013 Petróleos Mexicanos (PEMEX) se transformó conforme a lo acordado por su Consejo de Administración y de acuerdo al régimen previsto en los transitorios Cuarto, Quinto, Sexto, Octavo y Noveno de la Ley de Petróleos Mexicanos.

Conforme a lo anterior y a lo establecido en los artículos 70, párrafo primero, de la Ley de Petróleos Mexicanos y 9 del Estatuto Orgánico de PEMEX, se desprende que el Director General de PEMEX cuenta con facultades para coordinar las actividades de las Empresas Productivas Subsidiarias y, en su caso, Empresas Filiales, directamente o a través de sus direcciones o áreas, por tal motivo, se estima que cuenta con atribuciones para proponer al Consejo de Administración de PEMEX, que empresas deben atender los asuntos pendientes con las autoridades fiscalizadoras o con los resultados de las auditorías a las anteriores empresas subsidiarias, considerando que las empresas productivas subsidiarias y empresas filiales deben alinear sus actividades al Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos, conducir sus operaciones con base en la planeación y visión estratégica y mejores prácticas de gobierno corporativo.

Asimismo, de lo establecido en los artículos 90 de la Ley de Petróleos Mexicanos, 48, fracción I, inciso a) de su Reglamento y 279 del Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos, la Unidad de Responsabilidades en PEMEX es competente para recibir y dar atención a quejas y denuncias y realizar investigaciones con motivo de las mismas, así como tramitar los procedimientos de responsabilidad administrativa e imponer sanciones.

Resultados

1. Volumen de petróleo crudo para el cálculo del Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización

Pemex Exploración y Producción (PEP) reportó la producción de petróleo crudo extraído en 2014 en sus cuatro regiones por 886,500.1 miles de barriles (MB) como sigue: Marina Noreste 449,552.0 MB, el 50.7%; Marina Suroeste 226,207.3 MB, el 25.5%; Sur 165,111.6 MB, el 18.6%, y Norte 45,629.2 MB, el 5.2%, en el Sistema Nacional de Información de Producción (SNIP).

Se constató que para determinar el Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización (DSHFE), PEP utilizó el Sistema de Información de Balance de Hidrocarburos (SIBH), a fin de obtener la información relativa a la producción de crudo y gas natural a nivel campo y tipo de régimen fiscal. PEP utilizó como fuentes de información para registrar en el SIBH los valores y datos asociados a la producción de aceite y gas del SNIP.

En cuanto a la producción total de petróleo crudo exportable, por tipo de crudo de los campos del régimen general y marginal, en el SIBH y el SNIP se reportaron 849,577.5 MB, cifra integrada por 444,315.5 MB de petróleo crudo pesado, 296,118.7 MB de ligero y 109,143.3 MB de superligero.

Asimismo, en el SNIP y SIBH se reportaron 15,170.2 MB de petróleo crudo no exportable de dichos regímenes, cifra integrada por 7,770.0 MB de crudo pesado y 7,400.2 MB de ligero.

Para el cálculo del DSHFE se utilizó el volumen de petróleo crudo correspondiente a la producción de los campos del régimen general y a la producción base del régimen marginal registrada en el SNIP y reportada en el SIBH.

La producción de crudo exportable de los campos del régimen general totalizó 824,130.9 MB, conformados por 435,899.3 MB de petróleo crudo pesado, 279,093.5 MB de ligero y 109,138.1 MB de superligero. En tanto, la producción de crudo no exportable totalizó 5,342.2 MB, integrados por 5,130.2 MB de petróleo crudo pesado y 212.0 MB de ligero.

En cuanto a la producción base anual de petróleo crudo exportable de los campos del régimen marginal, se obtuvieron 25,446.6 MB, conformados por 8,416.2 MB de petróleo crudo pesado, 17,025.2 MB de ligero y 5.2 MB de superligero. De la misma forma, por la base anual de petróleo crudo no exportable de dicho régimen se produjeron 9,828.0 MB integrados por 2,639.8 MB de petróleo crudo pesado y 7,188.2 MB de ligero.

Conforme a lo expuesto, la conformación del volumen de producción de petróleo crudo utilizado en el cálculo del DSHFE cumplió con el artículo 258, párrafo tercero, de la Ley Federal de Derechos.

2. Registro del petróleo crudo en el Sistema Nacional de Información de Producción

Se revisó el proceso de registro del petróleo crudo en el Sistema Nacional de Información de Producción (SNIP) en la Región Sur de Pemex Exploración y Producción (PEP), la cual está dividida en cuatro activos de producción: Samaria-Luna, Bellota-Jujo, Cinco Presidentes y Macuspana-Muspac.

Se seleccionaron para revisión Samaria-Luna y Macuspana-Muspac, la entidad informó que antes del registro del petróleo crudo en el SNIP, los activos de producción utilizan el Sistema de Reporte Diario (SISRED), mediante el cual se lleva el registro, control y seguimiento de la información diaria de la producción de aceite, gas y condensados, así como del estado que guardan las condiciones operativas de los pozos e instalaciones. Actualmente, el SISRED es utilizado por los cuatro activos de producción, así como por las gerencias de Coordinación Operativa, la de Transporte y Distribución de Hidrocarburos y la de Programación y Evaluación de esa región.

Para reportar la producción de petróleo crudo de los pozos en el SISRED, se corroboró que la información fuente se obtiene de los movimientos operativos generados diariamente, de 5:00 a.m. a 5:00 a.m. del día siguiente.

Los grupos multidisciplinarios de Operación de Pozos e Instalaciones de los activos de producción capturan, supervisan y validan a nivel local la información en ambos sistemas y, posteriormente, la Gerencia de Coordinación Operativa la supervisa y valida a nivel regional.

Con el propósito de verificar la exactitud del volumen de producción por campo registrado en el SNIP, se seleccionaron los seis campos siguientes: Cafeto, Costero, Fortuna Nacional, José Colomo, Shishito y Vernet, pertenecientes al Activo de Producción Macuspana-Muspac. Se revisaron los registros de producción mensuales de crudo en el SISRED, que en 2014 totalizaron 1,541,269.0 metros cúbicos de crudo, cantidad que coincidió con la registrada en el SNIP.

Sin embargo, al comparar la producción de crudo reportada mensualmente por pozo de esos campos en el SISRED y en el Reporte SNIP_REP/202, se verificó que en el 2014, en el campo Costero, excepto por los meses de febrero, marzo y diciembre, en el caso del campo Shishito, en enero, abril, septiembre y diciembre, y para el campo Vernet en junio, julio y noviembre, la producción reportada por pozo es diferente en ambos sistemas.

Al respecto, la Administración del Activo de Producción Macuspana-Muspac informó que las diferencias en la producción por pozo, que se detectaron durante enero, se debieron a una omisión en la captura por pozo; que la producción por campo no presenta diferencias debido a que es validada por campo, tal como es requerido por protocolo por la Gerencia de Coordinación Operativa.

Asimismo, informó que con base en las diferencias de producción detectadas de los meses de abril, mayo, junio y septiembre, que se reportan en el SISRED en relación con el SNIP, y considerando que el SISRED maneja la producción correcta, solicitó la intervención de personal de tecnología a cargo del SNIP, a fin de precisar el origen de esas diferencias.

La respuesta del personal a cargo del SNIP se detalla a continuación:

“El reporte SNIP_REP/202 nos despliega la información consolidada y almacenada, resultado del proceso de prorrateo efectuado en el periodo de captura; es decir, cada vez que se realiza

el proceso de prorrateo para una fecha, se consolida y graba la información exclusivamente para el periodo correspondiente a esa fecha.

“El proceso de prorrateo toma como entrada los movimientos de captura diaria a nivel pozo y baterías.

“El Reporte 202 muestra la información de los movimientos registrados en el periodo resultado del prorrateo.”

Además, proporcionó las reglas adicionales basadas en el catálogo de yacimientos en las que se presentan las diferentes situaciones de prorrateo dependiendo del porcentaje de contribución de la producción por pozo.

Argumentó que para que el Reporte SNIP_REP/202 no presente diferencias con el SISRED, se debe considerar que la información del pozo en cuestión esté acorde con lo que se considera en el momento del prorrateo.

Con lo anterior, se determinó que la producción que PEP registró por pozo en tres de los seis campos seleccionados del Activo de Producción Macuspana-Muspac no fue confiable, excepto por los casos indicados anteriormente.

Con motivo de la presentación de resultados y observaciones preliminares, la Gerencia de Coordinación Operativa de la Subdirección de Producción Región Sur de PEP proporcionó copia del oficio del 3 de septiembre de 2015, mediante el cual dicha gerencia informó a los administradores de los activos de producción Bellota Jujo, Samaria-Luna, Cinco Presidentes y Macuspana-Muspac, que con la finalidad de homologar que los volúmenes a nivel pozo no presenten discrepancias entre los sistemas SISRED y el Reporte SNIP_REP/202, como medida a implantar, a partir del cierre mensual de producción del mes de septiembre de 2015, se requiere que la información de producción de aceite registrado en el SISRED y el SNIP, se verifique hasta nivel pozo, avalado por cada activo de producción y corroborado por la Gerencia de Coordinación Operativa, Región Sur, con la finalidad de evitar discrepancias en el registro de los datos en ambos sistemas.

Con motivo de la presentación de resultados finales y observaciones preliminares, la Gerencia de Coordinación Operativa proporcionó copia del oficio del 25 de septiembre de 2015, mediante el cual dicha gerencia solicitó a la Gerencia de Programación y Evaluación de PEP, la apertura del SNIP con el fin de corregir la producción de 2014 de los pozos de los campos Costero, Shishito y Vernet.

Conforme a lo anterior, resta que la entidad corrija en el SNIP la información de la producción por pozo de dichos campos.

Asimismo, también se integró la producción mensual de 16 campos, Caparroso, Cunduacán, Escuintle, Íride, Luna, Oxiacaque, Palapa, Pijije, Platanal, Samaria, Samaria T., Sen, Tizón, Cráter, Terra y Sini, del Activo de Producción Samaria-Luna reportada en el SISRED, y se constató que en 2014 registraron 9,367,109.0 metros cúbicos, cantidad que coincidió con lo registrado en el SNIP.

Para verificar que la calidad de los crudos registrada en el SNIP es la real de cada pozo, se verificaron los grados API¹ asentados en los oficios de terminación de 28 pozos de los campos Cafeto (2 pozos), Costero (14 pozos), Fortuna Nacional (1 pozo) y Shishito (11 pozos), pertenecientes al Activo de Producción Macuspana-Muspac, y los grados API de cada pozo reportados en los informes de calidad de los hidrocarburos, emitidos de enero a marzo en el Laboratorio de Análisis Físicos y Control de Calidad Giralda.

Se constató que 27 pozos están registrados en el SNIP de acuerdo con los grados API indicados en los informes de calidad y en los oficios de terminación oficial. Del pozo restante, el Shishito 5, perteneciente al campo Shishito, registrado como productor de crudo ligero en el SNIP, se le realizaron 87 análisis de calidad en el 2014, y en 47 se obtuvo como resultado una gravedad API mayor a 38; asimismo, en su oficio de terminación emitido el 16 de febrero de 2005, se indicó una gravedad API de 59, que lo ubicaba como superligero.

Al respecto, la Administración del Activo de Producción Macuspana-Muspac aclaró que de acuerdo con los análisis de laboratorio de 2012 a agosto de 2015, con excepción del periodo de inestabilidad del pozo, de mayo a agosto del 2014, la densidad API del fluido producido está por debajo de los 38 grados API, que corresponde con lo registrado en el sistema SNIP como aceite ligero y proporcionó como evidencia los resultados de los análisis de calidad realizados al pozo de enero a agosto de 2015.

Asimismo, se seleccionaron los pozos de los campos Sini (3), Terra (7) y Tizón (10), pertenecientes al Activo de Producción Samaria-Luna, y se constató que el tipo de crudo registrado en el SNIP correspondió con los grados API asentados en los oficios de terminación, y con los grados API reportados en los informes de calidad de los hidrocarburos, emitidos de enero a marzo en los laboratorios químicos Luna y Sen.

Se constató que la producción de petróleo crudo reportada mensualmente por campo en el SNIP por los activos de producción Samaria-Luna y Macuspana-Muspac coincidió con lo reportado en los Balances Contables de Producción de Crudo de la Región Sur de PEP, que emite la Gerencia de Control Operativo y envía a la Gerencia de Suministros y Servicios Administrativos de la Región Sur de PEP.

Conforme a lo expuesto, se corroboró que de seis campos seleccionados del Activo de Producción Macuspana-Muspac, la producción por campo registrada mensualmente en el SNIP coincidió con la registrada en el SISRED; sin embargo, para tres de los seis campos la producción de crudo por pozo reportada en ambos sistemas difirió, en incumplimiento del criterio de eficiencia previsto en el artículo 1º, segundo párrafo, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, así como de lo dispuesto en el artículo 77, fracción V, del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción, vigente en 2014, conforme al cual la Gerencia de Programación y Coordinación Operativa tiene como función realizar el seguimiento y coordinación operativa integral de la ejecución de los programas operativos del Organismo, así como coordinar la ejecución de acciones de mejora.

¹ Parámetro internacional del Instituto Americano del Petróleo, que diferencia las calidades del crudo.

De acuerdo con los términos usados en la Industria Petrolera, de la Base de Datos Institucional de Petróleos Mexicanos, el petróleo crudo pesado tiene densidad igual o inferior a 22 grados API, el petróleo crudo ligero es con densidad superior a 27 e inferior a 38 grados API y el petróleo crudo superligero es con densidad superior a 38 grados API.

14-6-47T4L-02-0008-01-001 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción (PEP) corrija en el Sistema Nacional de Información de Producción (SNIP) la producción de crudo por pozo de los campos Costero, Shishito y Vernet, reportada mensualmente en 2014, a fin de presentar información objetiva.

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

A fin de comprobar que los instrumentos para medir el petróleo crudo utilizado por Pemex Exploración y Producción (PEP) en la determinación de la base fiscal para calcular el Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización (DSHFE), cumplieron con la normativa, en junio de 2015 se realizaron visitas de inspección a las instalaciones donde se cuantificó la producción de crudo de los campos Tizón, Terra y Sini del Activo de Producción Samaria-Luna, y de los campos Cafeto, Costero, Fortuna Nacional, José Colomo y Shishito, del Activo de Producción Macuspana-Muspac, pertenecientes a la Subdirección de Producción Región Sur, la cual generó 165,111.6 miles de barriles (MB) de petróleo crudo, el 18.6% del total de la producción obtenida por PEP en 2014 por 886,500.1 MB.

El objetivo de las visitas fue constatar que en 2014 los equipos de medición cumplieron con lo previsto en los artículos 2 “De los sistemas de medición de PEMEX”, 16 “De la frecuencia de calibración”, 17 “De la calibración y su trazabilidad” y 40 “De la medición multifásica” de los Lineamientos Técnicos de Medición de Hidrocarburos, emitidos por la Comisión Nacional de Hidrocarburos en junio de 2011, así como la NRF-111-PEMEX-2012 “Equipos de Medición y Servicios de Metrología”, secciones 8.2.2 “Identificación” y 8.2.4 “Certificado o Informe o Dictamen de Calibración”, vigentes en 2014.

a) Activo de Producción Samaria-Luna

El Activo de Producción Samaria-Luna se ubica en el estado de Tabasco y tiene una superficie territorial de 1,623.2 km²; en 2014 contó con 16 campos y 418 pozos productores de petróleo crudo de calidades pesado, ligero y superligero, y produjo 58,917.3 MB de petróleo crudo, que representó el 35.7% de la producción total de la Región Sur. Se verificó la medición de los campos Tizón, Terra y Sini que en conjunto produjeron 21,862.6 MB, el 37.1% de la producción de ese activo.

Campo Tizón

En 2014, la producción de petróleo crudo del campo Tizón se conformó por el aporte de los pozos Tizón 115-A, 201, 212, 214, 216, 222, 224, 231, 232 y 236, la cual se manejó y transportó desde cada pozo hasta su línea de descarga para llegar a la Batería de Separación Luna.

En la batería se recibe la producción y se alimenta a un separador trifásico, en el cual se separa el aceite, gas y agua; posteriormente, el volumen de petróleo crudo se cuantifica por medio de un medidor másico tipo “Coriolis”, el cual fue calibrado en 2013 por un laboratorio acreditado, en cumplimiento de la normativa; se constató que el número de serie indicado en el dictamen de calibración coincidió con el marcado físicamente en el medidor.

Campo Terra

En 2014, la producción de petróleo crudo del campo Terra incluyó la generada por los pozos Terra 1, 3, 11, 21, 23, 114 y 123, la cual se manejó y transportó desde cada pozo hasta su línea de descarga para llegar a la Batería de Separación Sen.

En la batería se recibe la producción y se alimenta a un separador bifásico, en el cual se separan los líquidos (aceite y agua) y el gas; en dicha batería no se encuentran instalados medidores para determinar los volúmenes de crudo, por lo que la producción del campo se mide a boca de pozo y en los cabezales de recolección mediante equipos de medición multifásica, los cuales tienen la capacidad de cuantificar el volumen de petróleo crudo, gas natural y agua de cada pozo. El servicio de medición multifásica es proporcionado por una compañía privada.

Campo Sini

En 2014, la producción de petróleo crudo del campo Sini incluyó la generada por los pozos Sini 1, 2 y 3, la cual se manejó y transportó desde cada pozo hasta su correspondiente línea de descarga para converger en el cabezal foráneo de recolección Sini 1, para transportar posteriormente esta producción a la Batería de Separación Pijije.

En la batería se recibe la producción y se alimenta a un separador trifásico, en el cual se separa el aceite, gas y agua; posteriormente, el volumen de petróleo crudo se cuantifica por medio de un medidor másico tipo “Coriolis”, el cual fue calibrado en 2014 por un laboratorio acreditado, en cumplimiento de la normativa. Sin embargo, en el momento de la visita a la batería de separación, el medidor no se encontraba instalado, por lo que el supervisor del contrato “Servicio de calibración a los sistemas de medición de aceite del Activo de Producción Samaria Luna” informó que conforme al programa de calibración, dicho medidor fue retirado para calibración por el personal de la compañía que presta el servicio; asimismo, proporcionó la documentación soporte del retiro del medidor, e informó que a septiembre de 2015 se encontraba en proceso de elaboración y autorización la orden de surtimiento para la reparación y certificación del citado medidor y que una vez recibida por el prestador de servicio, existía un plazo de entrega de 30 días hábiles para el surtimiento de las partes, la configuración y la calibración.

En 2014, la producción de los pozos Sini 1, 2 y 3, se cuantificó a boca de pozo y en los cabezales de recolección mediante equipos de medición multifásica, los cuales tienen la capacidad de medir el volumen de petróleo crudo, gas natural y agua de cada pozo. El servicio de medición multifásica fue proporcionado por una compañía privada.

Posteriormente, el crudo de los campos Tizón, Terra y Sini se transporta a través del corredor de las baterías de separación Luna, Pijije, Sen, Oxiacaque e Íride, y llega a la Central de Almacenamiento y Bombeo Cunduacán, donde finalmente se deshidrata y desala para darle la calidad contractual; de esta forma se envía y entrega al Centro Comercializador de Crudo Palomas.

b) Activo de Producción Macuspana-Muspac

El Activo de Producción Macuspana-Muspac abarca los estados de Campeche, Chiapas y Tabasco. En 2014, éste contó con 30 campos y 207 pozos productores de petróleo crudo de calidades pesado, ligero y superligero. Este activo produjo 28,099.0 MB de petróleo

crudo, que representó el 17.0% de la producción total de la Región Sur. Se verificó la medición de los campos Costero, Shishito, Cafeto y Fortuna Nacional, que en conjunto generaron 9,454.5 MB, el 33.6% de la producción de ese activo.

Campo Costero

En 2014, la producción de petróleo crudo del campo Costero incluyó la generada por los pozos Costero 1, 2, 4, 6, 7, 8, 12, 14, 16, 17, 18, 31, 35 y 1001, la cual se manejó y transportó desde cada pozo hasta su línea de descarga para llegar a la Batería Modular Costero.

En la batería se recibe la producción y se alimenta a un separador trifásico, en el cual se separa el aceite, gas y agua; posteriormente, el volumen de petróleo crudo se cuantifica por medio de un medidor másico tipo “Coriolis”, el cual fue calibrado en 2012 por un laboratorio acreditado, en cumplimiento de la normativa; el número de serie indicado en el dictamen de calibración coincidió con el marcado físicamente en el medidor.

Al respecto, el encargado de la batería informó que en 2013 y 2014 no se calibraron los medidores másicos porque se requería despresionar todo el sistema, debido a que en donde se encuentran los medidores no se tiene dren de purga para liberar la presión en la línea de aceite. Por lo anterior, el 27 de mayo de 2015 se efectuó una libranza operativa en la descarga general de aceite para tener la flexibilidad de mandar la producción de aceite vía terrestre a la Batería de Separación Luna, desfogando y despresionado todo el sistema; se desmantelaron los medidores másicos para transportarse y entregarse a la compañía para su calibración; una vez calibrados, se instalaron nuevamente el 30 de mayo de 2015. Cabe señalar que la medición en este campo se efectuó correctamente en 2014.

Una vez cuantificada la producción de crudo en la batería, la producción del campo Costero se envía al cabezal de recolección Costero-Tizón y posteriormente a la Batería de Separación Luna.

La producción de cada pozo del campo Costero se cuantifica en los cabezales de recolección mediante equipos de medición multifásica, los cuales tienen la capacidad de medir el volumen de petróleo crudo, gas natural y agua de cada pozo. El servicio de medición multifásica es proporcionado por una compañía privada.

Campos Shishito y Cafeto

En 2014, la producción de petróleo crudo del campo Shishito se integró por la generada en los pozos Shishito 2, 3, 5, 6, 7, 11, 12, 14, 15, 16 y 17, la cual se manejó y transportó desde cada pozo hasta su correspondiente línea de descarga para llegar a la Estación de Recolección de Gas o Aceite (ERGOA) Shishito 5.

Por otra parte, en 2014 la producción de petróleo crudo del campo Cafeto se conformó por el aporte de los pozos Cafeto 16 y 51, la cual se manejó y transportó desde cada pozo hasta su línea de descarga para llegar a la Batería de Separación Vernet.

En dichas instalaciones el proceso es similar, se recibe la producción de hidrocarburos y se alimenta a un separador bifásico, en el cual se separan los líquidos (aceite y agua) y el gas; posteriormente, los líquidos son enviados al tanque deshidratador de crudo y una

vez separados por diferencia de densidades el aceite es enviado al tanque de medición, en el cual se determina el volumen de crudo.

En el Numeral 7 “Directrices y Responsabilidades”, apartado f “Medición estática”, del Plan Rector para la Medición de Hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción, 2011-2015, se establece que la frecuencia para actualizar las tablas de cubicación en los tanques no deberá ser mayor de cinco años o antes si éste sufre algún cambio en su estructura y/o geometría. Por lo anterior, se solicitaron a la entidad fiscalizada dichas tablas de los tanques de medición de los campos Shishito y Cafeto, que se utilizan para calcular el volumen en tanques.

Al respecto, el encargado de la estación de recolección de gas o aceite Shishito 5 informó que el volumen de producción de los campos Shishito y Cafeto se cuantifica con base en la constante del tanque. En consecuencia, la entidad careció en 2014 de las tablas de cubicación de los tanques de medición.

Para subsanar lo anterior, con motivo de la presentación de resultados finales y observaciones preliminares, la Administración del Activo de Producción Macuspana-Muspac proporcionó copia de las tablas de cubicación de los tanques de medición, de fechas 24 y 25 de septiembre de 2015, las cuales fueron elaboradas por una compañía acreditada, en cumplimiento de la normativa.

Posteriormente, el aceite del campo Shishito se integra con la producción de aceite del campo Vernet y se envía a la Batería de Separación Agave. El aceite del campo Cafeto se envía a la ERGOA Shishito 5 después del proceso en la Batería de Separación Vernet.

La producción de cada pozo del campo Shishito se cuantifica en el cabezal de recolección mediante equipos de medición multifásica, los cuales tienen la capacidad de medir el volumen de petróleo crudo, gas natural y agua de cada pozo. El servicio de medición multifásica es proporcionado por una compañía privada.

Campo Fortuna Nacional

En 2014, la producción de petróleo crudo del campo Fortuna Nacional incluyó la generada por el pozo Fortuna Nacional 101, que se recibía en la Estación de Recolección Fortuna Nacional y se medía en un tanque; posteriormente, el crudo se enviaba a la Batería de Separación Vernet. Conviene aclarar que en la fecha de la visita (junio de 2015), el campo se encontró sin producción, por lo que no fue posible verificar físicamente el proceso de medición en ese campo.

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

a) Cálculo del Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización por Pemex Exploración y Producción

De acuerdo con el artículo 256 de la Ley Federal de Derechos, vigente en 2014, Pemex Exploración y Producción (PEP) estaba 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 excediera de 22.0 dólares, para lo cual se aplicaría al valor anual de petróleo crudo extraído en el año, el porcentaje que correspondiera de acuerdo con el rango de precio promedio ponderado anual en dólares del barril de petróleo crudo mexicano exportado. El rango mayor consideró que

cuando dicho precio excediera de 31.0 dólares por barril, el porcentaje por aplicar sería del 10.0%.

Los precios promedio y ponderado calculados para cada una de las mezclas exportadas son los siguientes:

PRECIO PROMEDIO PONDERADO DE EXPORTACIÓN, 2014
(Dólares por barril)

Trimestre	Precios promedio de exportación			Precio promedio ponderado de exportación
	Maya-Altamira-Talam	Istmo	Olmeca	
Primero	89.8	100.2	100.6	92.1
Segundo	92.5	101.5	104.5	94.6
Tercero	91.9	100.6	102.4	93.7
Cuarto	84.0	93.5	93.9	85.9

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

Conforme a lo anterior, se corroboró que el precio promedio ponderado superó los 31.0 dólares por barril, por lo que la tasa aplicada para calcular el DSHFE fue del 10.0%.

Los pagos provisionales del DSHFE causado en 2014 ascendieron a 100,872,781.0 miles de pesos y se determinaron como sigue:

DETERMINACIÓN DEL DSHFE, 2014
(Miles de pesos)

Tipo de declaración	Trimestre	Valor del petróleo crudo extraído en el periodo	Precio promedio ponderado en dólares	% Aplicable	DSHFE	Acreditamiento del DESEP ⁽¹⁾	Importe de pago provisional
Normal	Primero	274,542,575.9	92.1	10%	27,454,257.6	1,319,035.7	26,135,221.9
Normal	Segundo	559,257,884.3	94.6	10%	55,925,788.4	3,391,142.1	26,399,424.4
Normal	Tercero	826,740,361.7	93.7	10%	82,674,036.2	4,580,932.9	25,558,457.0
Normal	Cuarto	1,015,528,514.6	85.9	10%	101,552,851.5	680,070.5	22,779,677.7
Suma							100,872,781.0

FUENTE: Declaraciones normales trimestrales correspondientes a 2014, proporcionadas por la Subgerencia Fiscal de PEP.

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

De acuerdo con la información proporcionada por PEP, los pagos se realizaron con base en los volúmenes de extracción que generó el Sistema de Información de Balance de Hidrocarburos (SIBH) y en los precios promedio ponderados del ejercicio 2014 aplicados por la Subgerencia Fiscal.

b) Cálculo del DSHFE por la Auditoría Superior de la Federación (ASF)

A fin de verificar la valoración de la producción de petróleo crudo que se consideró para el cálculo del DSHFE, se validó el cálculo de los precios promedio ponderados del petróleo crudo exportado y no exportable, utilizados en 2014 por PEP.

De acuerdo con el “Procedimiento Administrativo para el Cálculo del Derecho Extraordinario sobre la Exportación de Petróleo Crudo”, emitido en 2013 y vigente en 2014, para determinar el precio promedio ponderado anual del barril de petróleo crudo de exportación, se consideran los reportes mensuales del volumen de las ventas de exportación de petróleo crudo por mezcla (Maya-Altamira, Istmo y Olmeca), y posteriormente, dichas ventas se valúan en moneda nacional, y se aplica a cada factura el tipo de cambio publicado en el Diario Oficial de la Federación de acuerdo con la fecha de embarque.

Conforme a lo anterior, se integraron el importe de las ventas y los volúmenes exportados mensuales y acumulados de 2014, de lo que resultaron 416,905.1 miles de barriles de petróleo crudo exportados, y 474,606,364.6 miles de pesos de ventas aproximadas.

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

Se determinaron los precios promedio ponderados mensuales de las corrientes de petróleo crudo no exportable por mezcla (Maya-Altamira-Talam², Istmo y Olmeca), al aplicar los ajustes por el contenido de azufre y grados API a los precios promedio ponderados de exportación para el mismo tipo de crudo.

Con base en lo anterior, se determinaron los precios promedio ponderados trimestrales del petróleo crudo exportado y del no exportable, como sigue:

PRECIOS PROMEDIO PONDERADOS DEL PETRÓLEO CRUDO EXPORTADO Y NO EXPORTABLE, 2014
(Pesos por barril)

Trimestre	Exportado			No exportable	
	Pesado	Ligero	Superligero	Pesado	Ligero
Primero	1,188.59	1,325.16	1,331.29	1,207.37	1,278.91
Segundo	1,213.65	1,332.86	1,370.29	1,233.29	1,285.98
Tercero	1,205.52	1,320.80	1,342.56	1,225.33	1,275.23
Cuarto	1,112.71	1,240.74	1,246.79	1,130.35	1,198.11

FUENTE: Volúmenes y ventas de exportación por tipo de mezcla registrados por PEP, ajustes por el contenido de azufre y grados API, tipos de cambio publicados en el Diario Oficial de la Federación y “Procedimiento Administrativo para el Cálculo del Derecho Extraordinario sobre la Exportación de Petróleo Crudo”.

² En diciembre de 2014 se agregó a la mezcla de petróleo crudo pesado (Maya-Altamira), el crudo Talam.

Se compararon los precios promedio ponderados para calcular el valor de la producción de petróleo crudo, determinados por la ASF, con los presentados por PEP en las declaraciones del DSHFE del ejercicio 2014, y se determinó que los del petróleo crudo exportado coincidieron con los presentados por PEP; sin embargo, los precios promedio ponderados del petróleo crudo no exportable que PEP aplicó de enero a junio son diferentes, y para julio a diciembre los precios utilizados por PEP coincidieron con los determinados por la ASF.

Para determinar el valor de la producción de petróleo crudo, se aplicaron los precios promedio ponderados trimestrales del petróleo crudo exportado y del no exportable a los volúmenes de producción de 2014, y se obtuvieron los resultados siguientes:

VALOR DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO, 2014
(Miles de pesos)

Tipo de crudo	Valor del petróleo crudo			
	Primero	Segundo	Tercero	Cuarto
Exportado				
Pesado	136,263,042.5	277,395,290.7	407,406,735.6	494,394,246.5
Ligero	96,210,643.1	196,187,654.0	292,495,428.3	367,406,305.6
Superligero	37,305,722.3	76,015,562.2	112,281,404.9	136,078,836.2
No exportable				
Pesado	2,290,385.9	4,709,774.8	7,155,725.5	8,782,836.4
Ligero	<u>2,569,554.1</u>	<u>5,139,541.5</u>	<u>7,401,068.1</u>	<u>8,866,289.3</u>
Total	274,639,347.9	559,447,823.2	826,740,362.4	1,015,528,514.0

FUENTE: Base de datos del SIBH y precios promedio ponderados del petróleo crudo exportado y del no exportable determinados por la ASF.

Asimismo, se comparó el valor de la producción presentada por PEP en las declaraciones, con lo determinado por la ASF, como se muestra a continuación:

COMPARATIVO DEL VALOR DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO, 2014
(Miles de pesos)

	Valor del petróleo crudo			
	Primero	Segundo	Tercero	Cuarto
PEP	274,542,575.9	559,257,884.3	826,740,361.7	1,015,528,514.6
ASF	274,639,347.9	559,447,823.2	826,740,362.4	1,015,528,514.0
Diferencia	-96,772.0	-189,938.9	-0.7	0.6

FUENTE: Valor de la producción determinado por la ASF y valor de la producción presentada por PEP en las declaraciones trimestrales del DSHFE.

Por lo anterior, se obtuvieron diferencias entre el valor de la producción que reportó PEP en las declaraciones del DSHFE y lo determinado en los cálculos efectuados por la ASF, en

el primer trimestre por 96,772.0 miles de pesos y en el segundo trimestre por 189,938.9 miles de pesos.

Se calculó el DSHFE con la valoración de la producción de crudo efectuada por la ASF y se comparó con el monto determinado por PEP, como se muestra a continuación:

DSHFE DETERMINADO POR LA ASF Y EL DECLARADO POR PEP, 2014
(Miles de pesos)

Concepto	Trimestre			
	Primero	Segundo	Tercero	Cuarto
Tipos de crudo				
Superligero (Olmeca)	37,305,722.3	76,015,562.2	112,281,404.9	136,078,836.2
Ligero (Istmo)	96,210,643.1	196,187,654.0	292,495,428.3	367,406,305.6
Pesado (Maya)	136,263,042.5	277,395,290.7	407,406,735.6	494,394,246.5
No Exportable Ligero	2,569,554.1	5,139,541.5	7,401,068.1	8,866,289.3
No Exportable Pesado	<u>2,290,385.9</u>	<u>4,709,774.8</u>	<u>7,155,725.5</u>	<u>8,782,836.4</u>
Valor del petróleo crudo extraído en el periodo	274,639,347.9	559,447,823.2	826,740,362.4	1,015,528,514.0
% Aplicable	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%
DSHFE	27,463,934.8	55,944,782.3	82,674,036.2	101,552,851.4
Acreditamiento del DESEP	1,319,035.7	3,391,142.1	4,580,932.9	680,070.5
DSHFE determinado ASF	26,144,899.1	52,553,640.2	78,093,103.3	100,872,780.9
DSHFE declarado PEP	26,135,221.9	52,534,646.3	78,093,103.3	100,872,781.0
Diferencia	9,677.2	18,993.9 ⁽¹⁾	0.0	-0.1

FUENTE: Volúmenes mensuales de extracción de petróleo crudo de los campos del régimen general y marginal (producción base), precios promedio ponderados determinados por el personal auditor y declaraciones del DESEP, 2014.

⁽¹⁾ La diferencia determinada en el segundo trimestre por 18,993.9 miles de pesos, incluye los 9,677.2 miles de pesos del primer trimestre, debido a que el cálculo del DSHFE se realiza sobre valores acumulados.

Se constató que de enero a junio de 2014 la Subgerencia Fiscal de PEP no aplicó los precios del petróleo crudo no exportable Marfo de acuerdo con la autorización núm. 250.05 comunicada a Petróleos Mexicanos (PEMEX) por la Unidad de Política de Ingresos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), mediante oficio núm. 349-A-148 del 24 de abril de 2012, para la valoración de la producción de petróleo crudo para el cálculo del DSHFE, lo que repercutió en una omisión de pago de 18,993.9 miles de pesos de ese derecho, más actualizaciones y recargos, en incumplimiento de los artículos 256 y 258 de la Ley Federal de Derechos.

Al respecto, el 18 de agosto de 2015 la Subgerencia Fiscal informó, entre otros aspectos, lo siguiente:

- La Administración Central Jurídica de Grandes Contribuyentes del Servicio de Administración Tributaria (SAT), mediante los oficios números 330-SAT-IV-2-HFC-4783/07 del 23 de marzo de 2007 y 330-SAT-IV-2-HFC-4792/07 del 27 de marzo de 2007, comunicó a PEMEX el procedimiento para determinar el valor del petróleo

crudo extraído, así como su clasificación y la fórmula de cálculo de los precios de los crudos no exportables.

- En la revisión de la Cuenta Pública 2010, la Auditoría Superior de la Federación (ASF) emitió una recomendación a PEP para que actualizara la clasificación de las corrientes de crudo no exportables (crudo Marfo), aplicable en la determinación de los Derechos a los Hidrocarburos.
- Mediante oficio número 349-A-148 del 24 de abril de 2012, la Unidad de Política de Ingresos de la SHCP autorizó a PEP el cambio de referencia de crudo Marfo a Maya (pesado).
- El 8 de febrero de 2013, PEP solicitó a la Administración Central de Normatividad de Grandes Contribuyentes del SAT, mediante el oficio número PEP-SAF-GARF-SF-0105-2013, la autorización para modificar la clasificación del crudo Marfo contenida en su oficio número 330-SAT-IV-2-HFC-4792/07 del 27 de marzo de 2007, por la Administración Central Jurídica de Grandes Contribuyentes como un crudo Maya (pesado), para efectos del artículo 258 de la Ley Federal de Derechos. Mediante el oficio número 900-02-01-2013-950 del 11 de julio de 2013, dicha administración resolvió que PEP se deberá ajustar a lo dispuesto en el oficio número 349-A-148 del 24 de abril de 2012 emitido por la Unidad de Política de Ingresos, así como en el oficio número 349-B- 1-176 del 5 de junio de 2013, emitido por la Dirección Adjunta de Precios y Tarifas y del Régimen Fiscal de Petróleos Mexicanos, de la Unidad de Política de Ingresos No Tributarios de la SHCP.
- El 13 de agosto de 2014, se reunió el personal de la Subgerencia Fiscal y la Gerencia de Estrategias de Comercialización Hidrocarburos (GECH), y se concluyó que "...el oficio del SAT y la fórmula a la que hacía referencia era distinta a la del año 2007 y que la nueva fórmula era para efectos comerciales (interorganismos) y no fiscales. Se decidió solicitar confirmación de criterio al SAT".
- Mediante oficio número PEP-SAF-GRF-SF-333-2014 del 15 de agosto de 2014, la Subgerencia Fiscal solicitó a la GECH que se realizara el cálculo retroactivo de los precios de los crudos no exportables de enero a julio de 2014 y de julio a diciembre de 2013, bajo la resolución del SAT número 900-02-01-2013-950. El 19 de agosto de 2014, la GECH notificó a la Subgerencia Fiscal los nuevos precios, mediante el oficio PEP-SDC-GECH-597-2014, por lo que a partir de la declaración de julio de 2014 utilizó los nuevos precios, determinados por la GECH.
- El 23 de septiembre de 2014, mediante oficio número PEP-SAF-GRF-SF-345-2014, la Subgerencia Fiscal solicitó a la Gerencia Fiscal tramitar la confirmación del criterio emitido por el SAT en el oficio número 900-02-01-2013-950 del 11 de julio de 2013. En respuesta, el 2 de marzo de 2015, la Gerencia de Recursos Financieros hizo del conocimiento de la Subgerencia Fiscal de PEP el oficio número 900-02-04-02-2015-1102 del 16 de febrero de 2015, donde la Administración de Normatividad de Grandes Contribuyentes "4" resolvió que para la determinación del precio del crudo no exportable Marfo deberá observarse la fórmula establecida en los oficios números 349-A-148 del 24 de abril de 2012 y 349-B-176 del 23 de junio de 2013.

Conforme a lo anterior, la entidad fiscalizada regularizó el pago del derecho del ejercicio 2014, para lo cual el 21 de septiembre de 2015 la Subgerencia Fiscal realizó el pago complementario de 23,008.6 miles de pesos, cifra que incluye 18,993.8 miles de pesos del DSHFE, 580.6 miles de pesos de actualizaciones y 3,434.2 miles de pesos de recargos.

14-6-47T4L-02-0008-01-002 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción realice las acciones conducentes para asegurar que el cálculo de los derechos relacionados con los hidrocarburos que esté obligado a tributar, se ajuste a las disposiciones que correspondan, con la finalidad de no incurrir en omisiones de pago, como fue el caso del Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización de 2014, situación que regularizó esa entidad en 2015 con el pago de 23,008.6 miles de pesos, que incluye también actualizaciones y recargos.

5. Pago y registro contable del Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización

Pemex Exploración y Producción (PEP) presentó 4 declaraciones normales del Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización (DSHFE) en los plazos previstos en el artículo 256 de la Ley Federal de Derechos. Al respecto, realizó los pagos provisionales trimestrales el 30 de abril, 31 de julio y 31 de octubre de 2014, y el 31 de enero de 2015; y presentó una declaración anual el 31 de marzo de 2015.

Los pagos del DSHFE correspondientes al ejercicio fiscal de 2014 totalizaron 100,872,781.0 miles de pesos, como sigue:

PAGO DEL DSHFE REALIZADO POR PEP, 2014 (Miles de pesos)	
Trimestre de 2014	Total
Primero	26,135,221.9
Segundo	26,399,424.4
Tercero	25,558,457.0
Cuarto	<u>22,779,677.7</u>
Total pagado	100,872,781.0

FUENTE: Declaraciones normales del DSHFE correspondientes a 2014, proporcionadas por PEP.

El registro contable de dichos pagos se efectuó con cargo a la cuenta núm. 65110000 "Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización", y abono en la núm. 21460300 "Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización".

Es importante mencionar que el saldo de la cuenta núm. 214603000 fue de 22,779,677.7 miles de pesos, y correspondió al pago de la declaración trimestral de octubre a diciembre de 2014, cuyo pago se realizó en enero de 2015.

El importe de 100,872,781.0 miles de pesos, enterado a la Tesorería de la Federación por concepto del DSHFE, correspondió al reportado en las cuentas mencionadas en la Balanza de Comprobación y en los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2014, en cumplimiento de los artículos 42 y 52 de la Ley General de Contabilidad Gubernamental.

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

Los importes registrados en los Resúmenes de Ingresos Ley por el 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.

En dichos resúmenes se presentaron los pagos trimestrales de ese derecho por un total de 104,058,230.9 miles de pesos, los cuales se registraron en la cuenta núm. 4.2.02.02 “Derechos” – “Derechos a los Hidrocarburos” – “Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización” – “Pagos provisionales”, y clave de cómputo núm. 400200 “Pagos Provisionales”, con formas de pago 920051 “Por recaudación de la TESOFE” por 103,940,826.3 miles de pesos, 950133 “Compensaciones de Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización” por 117,403.6 miles de pesos, y 920048 “Concentraciones de Instituciones bancarias” por 1.0 miles de pesos.

Por lo anterior, se constató que el importe registrado del DSHFE en los Resúmenes de Ingresos Ley correspondió con el reportado en el Estado Analítico de Ingresos de la Cuenta Pública 2014.

7. Conciliación del Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización presentado en la Cuenta Pública con el informado en los estados financieros

La recaudación bruta del Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización (DSHFE) presentado en el Estado Analítico de Ingresos de la Cuenta Pública 2014 se concilió con el monto pagado por Pemex Exploración y Producción (PEP) en ese año, y con el reportado en sus estados financieros dictaminados de 2014, como se detalla a continuación:

CONCILIACIÓN DEL DSHFE REPORTADO EN LOS ESTADOS FINANCIEROS, DECLARACIONES DE PAGO Y EN EL ESTADO ANALÍTICO DE INGRESOS DE LA CUENTA PÚBLICA 2014
(Miles de pesos)

Concepto	Subtotal	Total
Estados financieros dictaminados		100,872,781.0
Menos:		
- DSHFE de 2014 pagado en 2015		<u>22,779,677.7</u>
Más:		
- DSHFE de 2013 pagado en 2014	25,965,126.6	
- Depósitos no correspondidos por PEP	<u>1.0</u>	<u>25,965,127.6</u>
Monto presentado en el Estado Analítico de Ingresos		<u>104,058,230.9</u>

FUENTE: Declaraciones del DSHFE del ejercicio fiscal de 2013 y 2014; estados financieros dictaminados de 2014; balanza de comprobación al 31 de diciembre de 2014, y Estado Analítico de Ingresos de la Cuenta Pública 2014.

Se constató que los importes del DSHFE presentados por PEP en los estados financieros de 2014 coincidieron con los pagados.

Cabe señalar que los pagos por 1.0 miles de pesos fueron realizados por contribuyentes que asentaron erróneamente la clave del DSHFE, por lo que la presentación de los 104,058,230.9 miles de pesos en el Estado Analítico de Ingresos de la Cuenta Pública 2014 fue realizada conforme a la normativa.

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

De conformidad con el artículo 256, último párrafo, de la Ley Federal de Derechos, 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). En el artículo 1º, párrafo octavo, de la Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal de 2014 (LIF 2014), se establece que, durante ese ejercicio, de los recursos que generara el DSHFE se destinarían en primer término 10,000,000.0 miles de pesos al FEIP y, en segundo, 90,825,200.0 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 estimado en éste.

En el párrafo noveno del artículo referido, se dispone que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) podría destinar la recaudación 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 2014, 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.

Asimismo, de acuerdo con el párrafo décimo primero del mismo artículo, los recursos del DSHFE que resten se destinarán al FEIP.

Se solicitó a la SHCP que proporcionara la información y documentación que sustentara la distribución y destino del DSHFE recaudado en 2014, el cual ascendió a 104,058,230.9 miles de pesos.

Esa secretaría proporcionó oficio del 7 de febrero de 2014, con el cual el Secretario de Actas del Comité Técnico del FEIP instruyó al Subsecretario de Egresos que se aportaran 10,000,000.0 miles de pesos al FEIP. De conformidad con el estado de cuenta de los depósitos según rendimiento sobre saldo promedio mensual del FEIP, dicho monto fue transferido el 14 de febrero de 2014, de conformidad con el artículo 1, párrafo octavo, de la LIF 2014.

Respecto a los 90,825,200.0 miles de pesos previstos en la LIF 2014 para financiar programas y proyectos de inversión aprobados en el PEF, la Dirección General de Política Presupuestaria de la Unidad de Política y Control Presupuestario informó que se destinaron a financiar programas y proyectos de inversión que se aprobaron en el PEF 2014.

Informó que la asignación del gasto de inversión en el Gobierno Federal de los capítulos 5000 "Bienes Muebles, Inmuebles e Intangibles" y 6000 "Obras Públicas" ascendió a 148,278,300.0 miles de pesos, y de este importe el asignado a los programas y proyectos de inversión de los Ramos Administrativos fue de 111,156,400.0 miles de pesos, de los cuales 90,825,200.0 miles de pesos corresponden al financiamiento que refiere el artículo 1 de la LIF 2014. Se constató

que las cifras asignadas a través de los capítulos 5000 y 6000 a los programas y proyectos de inversión de los Ramos Administrativos, se incluyeron en el Tomo VII del PEF 2014.

Aclaró que dado que en el PEF únicamente se ve la distribución de los recursos a través de las diversas clasificaciones de gasto y toda vez que dicho presupuesto se aprueba sin etiquetar ni condicionar el origen de recursos, no es posible determinar la relación biunívoca ingreso-gasto.

Cabe señalar que de conformidad con la Cuenta Pública 2014, en ese año el presupuesto modificado para los capítulos 5000 y 6000 quedó en 112,705,663.1 miles de pesos y el ejercido en 108,589,812.8 miles de pesos, el 96.3%.

Asimismo, con oficio del 16 de diciembre de 2014, la Unidad de Política y Control Presupuestario manifestó a la Dirección General de Programación y Presupuesto "B" que la Unidad de Política de Ingresos Tributarios informó que durante el periodo enero-octubre del 2014 PEP presentó declaraciones correspondientes al DSHFE, por un monto superior al previsto en el artículo 1º de la LIF 2014 por 3,115,600.0 miles de pesos, por lo que concluyó que los recursos señalados podrían destinarse a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) para cubrir el costo de los combustibles que se requirieran para la generación de electricidad.

Adicionalmente, con oficio del 16 de diciembre de 2014, la Dirección General de Programación y Presupuesto "B" solicitó a la Dirección General de Programación y Presupuesto de la Secretaría de Energía comunicar a la CFE la resolución de la Unidad de Política y Control Presupuestario. La Dirección General Adjunta de Programación y Presupuesto de Energía proporcionó la adecuación presupuestaria de fecha 16 de diciembre de 2014, mediante la cual se amplió el presupuesto de la CFE por el monto señalado, así como la Cuenta por Liquidar Certificada emitida por la Secretaría de Energía con fecha de pago del 18 de diciembre de 2014 y el registro en flujo de efectivo efectuado por la CFE mediante la adecuación presupuestaria de fecha 16 de diciembre de 2014, como transferencias de recursos fiscales y ampliación del gasto programable por la misma cantidad en el rubro "Combustibles para la generación de electricidad".

Conforme a lo expuesto, la SHCP sustentó la distribución y destino de 10,000,000.0 miles de pesos al FEIP y 3,115,600.0 miles de pesos a la CFE; asimismo, informó de la asignación de 90,825,227.3 miles de pesos para financiar programas y proyectos de inversión aprobados en el PEF 2014, de conformidad con los montos autorizados en el artículo 1º, párrafos octavo, noveno y décimo primero, de la LIF 2014.

Las tres cantidades descritas totalizan 103,940,827.3 miles de pesos, monto inferior en 117,403.6 miles de pesos a los 104,058,230.9 miles de pesos recaudados en 2014. La diferencia corresponde a las compensaciones presentadas como recaudación virtual en el Estado Analítico de Ingresos de la Cuenta Pública 2014.

Recuperaciones Operadas

En el transcurso de la revisión se recuperaron recursos por 23,008.6 miles de pesos, con motivo de la intervención de la ASF.

Resumen de Observaciones y Acciones

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

Dictamen

El presente dictamen se emite el 21 de octubre de 2015, fecha de conclusión de los trabajos de auditoría, la cual se practicó sobre la información proporcionada por la entidad fiscalizada y de cuya veracidad es responsable. Con base en los resultados obtenidos en la auditoría practicada, cuyo objetivo fue fiscalizar la gestión financiera para comprobar la determinación, pago, registro, destino y presentación en la Cuenta Pública del Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización, y específicamente respecto de la muestra revisada que se establece en el apartado relativo al alcance, se concluye que, en términos generales, Pemex Exploración y Producción cumplió con las disposiciones legales y normativas que son aplicables en la materia.

Apéndices*Procedimientos de Auditoría Aplicados*

1. Identificar la conformación del volumen de producción de petróleo crudo utilizado en el cálculo del Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización.
2. Constatar que los precios promedio ponderados del petróleo crudo exportado y no exportable aplicados para asignar valor a la producción de petróleo crudo utilizada para calcular el Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización, se calcularon correctamente.
3. Verificar que la producción de petróleo crudo reportada en el Sistema de Información de Balance de Hidrocarburos es congruente con la oficializada en el Sistema Nacional de Información de Producción.
4. Verificar la exactitud del registro del petróleo crudo en el Sistema Nacional de Información de Producción.
5. Comprobar que los instrumentos para medir el petróleo crudo cumplieron con las especificaciones establecidas en la normativa.
6. Verificar la exactitud del cálculo de los pagos provisionales y anual del Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización.
7. Comprobar que los pagos del Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización se ajustaron a los plazos previstos en la normativa, y se registraron en la contabilidad.
8. Constatar la presentación del Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización en la Cuenta Pública y en los estados financieros dictaminados.
9. Constatar que el Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización registrado en los resúmenes de Ingresos Ley coincidió con el reportado en el Estado Analítico de Ingresos.

10. Verificar el destino de la recaudación del Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización.

Áreas Revisadas

La Gerencia de Recursos Financieros de la Subdirección de Administración y Finanzas, y los activos de producción Samaria-Luna y Macuspana-Muspac de la Región Sur, pertenecientes a 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, la Dirección General de Programación y Presupuesto "B", la Unidad de Planeación Económica de la Hacienda Pública y la Unidad de Política y Control Presupuestario de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

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. 1º, Par. 2.
2. Otras disposiciones de carácter general, específico, estatal o municipal: Plan Rector para la Medición de Hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción, 2011-2015, numeral 7 "Directrices y Responsabilidades", apartado f "Medición estática"; Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción, Art. 77, Frac. V.; Ley Federal de Derechos, Art. 256 y 258.

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.