

Pemex Exploración y Producción**Derecho de Extracción de Hidrocarburos**

Auditoría Financiera y de Cumplimiento: 15-6-90T9G-02-0507

507-DE

Criterios de Selección

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

Objetivo

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

Alcance

	INGRESOS
	Miles de Pesos
Universo Seleccionado	46,178,070.6
Muestra Auditada	46,178,070.6
Representatividad de la Muestra	100.0%

El universo por 46,178,070.6 miles de pesos correspondió a los pagos del Derecho de Extracción de Hidrocarburos por 46,118,386.0 miles de pesos, y sus accesorios por 59,684.6 miles de pesos. La muestra auditada representó el 100% del universo.

Antecedentes

Con motivo de la Reforma Energética se derogaron los derechos a los hidrocarburos regulados por la Ley Federal de Derechos. Como consecuencia, se emitió la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014.

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

El 1o. de enero de 2015, la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos entró en vigor, la cual establece que las asignaciones sólo podrán otorgarse a empresas productivas del Estado cuyo objeto sea exclusivamente la exploración y extracción de hidrocarburos; de acuerdo con el artículo 44 de esta ley, dichos asignatarios pagarán de manera mensual el Derecho de Extracción de Hidrocarburos, por lo que se aplicará la tasa que corresponda al valor del hidrocarburo de que se trate extraído en el mes, de conformidad con las fracciones I a III de ese artículo. Las tasas se determinarán con base en los precios de los hidrocarburos en dólares por unidad, según corresponda.

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

DERECHOS E IMPUESTO FISCALIZADOS EN 2015

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

En este informe se presenta el resultado de la fiscalización del Derecho de Extracción de Hidrocarburos.

Resultados

1. Integración de los volúmenes de producción por región

El artículo 44 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos establece que el asignatario estará obligado a pagar cada mes el Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DEXTH) aplicando la tasa respectiva al valor de los hidrocarburos de que se traten extraídos en el mes, de conformidad con las fracciones I a III de ese ordenamiento.

Además, en el artículo 48, fracción I, del mismo ordenamiento se establece que el valor de los hidrocarburos extraídos será la suma del valor del petróleo, el valor del gas natural y el valor de los condensados, según corresponda, extraídos en la región de que se trate, en el periodo por el que esté obligado al pago del derecho.

Conviene señalar que el valor de los hidrocarburos extraídos se determina al multiplicar el volumen en barriles de petróleo extraído en la región por el precio del petróleo, el volumen de gas natural por el precio del gas natural y el volumen de barriles de condensados por el precio de los condensados extraídos en la región de que se trate.

Petróleo crudo

Se verificó que PEP desagregó de manera mensual la producción de petróleo crudo registrada en el Sistema Nacional de Información de Producción (SNIP) por 827,393.5 miles de barriles (MB), los cuales coincidieron con los registrados en el Sistema de Información de Balance de Hidrocarburos (SIBH) y con los presentados en las declaraciones mensuales del DEXTH de 2015.

Gas natural asociado

Se determinaron los volúmenes mensuales de gas asociado por un total de 1,280,361,378.9 miles de pies cúbicos (MPC), los cuales coincidieron con los reportados por PEP en el SIBH de 2015.

Se comprobó que se asignaron factores ¹ para determinar el poder calorífico a 1,280,361,378.9 MPC de lo que resultó un volumen de 1,394,855,575.5 millones de unidades térmicas británicas (MMBTU), y no se asignaron factores a 132,642.0 MPC de 23 campos de producción, por lo que no valoró esta producción para el cálculo del DEXTH.

Gas natural no asociado

Se constató que los volúmenes mensuales de gas natural no asociado por 57,493,658.6 MPC coincidieron con los determinados por PEP en el SIBH; asimismo, que PEP le asignó factores a este volumen para determinar el poder calorífico, de lo que resultó un volumen de 591,696,117.9 MMBTU, los cuales coincidieron con los determinados por PEP en el SIBH.

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

Condensados

En 2015, Pemex Transformación Industrial reportó a PEP 20,548.5 MB de gasolina natural proveniente del gas natural, 5,298.0 MB de gasolina natural generada por los condensados, y 406.7 MB de condensados del campo Nejo. Los volúmenes mensuales coincidieron con los reportados por PEP en las declaraciones mensuales del DEXTH de 2015.

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

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

2. Determinación de precio y tasas del Derecho de Extracción de Hidrocarburos de 2015

En el artículo 44 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos se establece el procedimiento para determinar las tasas mensuales aplicables para valorar el petróleo crudo, gas natural y los condensados empleando los precios de los hidrocarburos en dólares por unidad; asimismo, en el artículo 48, fracciones V, VI y VII, se señalan los precios de los hidrocarburos siguientes:

- V. Como precio del petróleo, el precio promedio de exportación por barril del petróleo extraído en el periodo de que se trate. En el caso de que algún tipo de petróleo comercializado dentro del país no haya sido exportado, el precio promedio ponderado de estos se calculará ajustándolo por la calidad del hidrocarburo de que se trate, de acuerdo con el contenido de azufre y los grados API que contenga. La Secretaría expedirá las reglas de carácter general que definan los métodos de ajuste correspondientes;*
- VI. Como precio del gas natural, el precio promedio que en el periodo que corresponda haya tenido la unidad térmica de gas natural enajenado por el contribuyente;*
- VII. Como precio de los condensados, el precio promedio de los condensados que en el periodo que corresponda haya tenido el barril de condensados enajenado por el contribuyente.*

Petróleo crudo

Con base en los volúmenes y las ventas de petróleo de exportación de las mezclas Maya, Altamira, Talam, Istmo y Olmeca se calcularon los precios mensuales de exportación, y se comprobó que correspondieron a los utilizados por PEP para valorar la producción de petróleo crudo en las declaraciones mensuales del DEXTH, de acuerdo con la normativa.

En relación con el petróleo que se comercializó en el país, PEP clasifica estos crudos como corrientes no exportables, por lo cual se calculó el ajuste del precio promedio ponderado de exportación en dólares por el contenido de azufre y grados API. Se comprobó que los precios mensuales del petróleo crudo no exportable coincidieron con los utilizados por PEP para calcular el valor de la producción en las declaraciones del DEXTH.

Gas natural (asociado y no asociado)

Se corroboró que la Gerencia de Precios determina los precios del gas natural asociado y no asociado e informa al respecto a la Subgerencia Fiscal de Exploración y Producción para su consideración en el cálculo del DEXTH.

Se determinaron los precios mensuales de gas natural asociado y no asociado en dólares por miles de pies cúbicos, y se realizó la conversión a pesos por millón de Unidades Térmicas Británicas (MMBTU); se constató que éstos correspondieron a los utilizados en las declaraciones mensuales y complementarias del DEXTH, en cumplimiento de la normativa.

Condensados

Pemex Transformación Industrial informó sobre el precio de los condensados en dólares por barril, los cuales coincidieron con los empleados por PEP para calcular el valor del condensado como base del DEXTH.

Con el análisis de los precios del petróleo crudo (exportable y no exportable), del gas natural asociado y no asociado y de los condensados, se comprobó que PEMEX determinó y aplicó las tasas para calcular el DEXTH, de conformidad con los artículos 44 y 48, fracciones V, VI y VII, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

En conclusión, los precios mensuales de petróleo crudo, gas natural asociado y no asociado y condensados determinados, así como las tasas aplicables para calcular el DEXTH, coincidieron con los empleados por PEP en las declaraciones mensuales del DEXTH.

3. Cálculo del Derecho de Extracción de Hidrocarburos de 2015

Pemex Exploración y Producción (PEP) presentó 53 declaraciones del Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DEXTH) del ejercicio de 2015, 12 normales y 41 complementarias, mediante las cuales pagó un total de 49,067,611.3 miles de pesos, integrados por 46,178,070.6 miles de pesos pagados a noviembre de 2015, que incluyen 59,684.6 miles de pesos de actualizaciones y recargos, y 2,889,540.7 miles de pesos pagados en 2016.

Con los volúmenes y precios del petróleo crudo, gas natural asociado y no asociado y condensados, se determinó el DEXTH como sigue:

CÁLCULO DEL DERECHO DE EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN 2015
(Miles de pesos)

Concepto	Subtotal	Total ²
Valor de petróleo crudo	586,901,980.5	
Tasa ¹	<u>7.9%</u>	
Derecho gravable		46,249,799.3
Valor gas natural	62,166,906.1	
Tasa ¹	<u>2.9%</u>	
Derecho gravable		1,848,891.6
Valor de condensados	14,899,380.5	
Tasa ¹	<u>5.0%</u>	
Derecho gravable		<u>744,969.1</u>
Derecho causado		48,843,660.0

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

1/ Para efectos del informe se presenta una tasa promedio.

2/ Las cifras pueden no coincidir por el redondeo a un decimal.

Como se mencionó en el resultado núm. 1 de este informe, no se le asignó un factor para determinar el valor del poder calorífico a 23 campos de extracción de hidrocarburos con una producción de 132,642.0 miles de pies cúbicos (MPC) de gas asociado, por lo que no fue considerada para determinar la base del DEXTH.

Al respecto, la Subdirección de Distribución y Comercialización proporcionó los factores para determinar el valor del poder calorífico de los campos citados. Se convirtieron MPC a millones de Unidades Térmicas Británicas y valoración de la producción, y se obtuvieron 5,674.1 miles de pesos omitidos para calcular la base del DEXTH.

Por lo anterior, se calculó nuevamente el DEXTH con base en el valor de la producción omitida, de lo que resultó un monto a cargo de PEP por 162.1 miles de pesos, determinado de la diferencia por 48,843,660.0 miles de pesos de declaraciones y los 48,843,822.1 miles de pesos calculados.

En conclusión, PEP omitió valorar 132,642.0 MPC de gas asociado por 5,674.1 miles de pesos, y al considerarse para calcular la base del DEXTH, representaron 162.1 miles de pesos no pagados.

En el transcurso de la auditoría, la entidad fiscalizada proporcionó la documentación que acredita el entero de los recursos del DEXTH al Banco de México, en su carácter de fiduciario del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, por 4,455.5 miles de pesos, más la actualización por 128.4 miles de pesos, y los recargos por 683.1 miles de pesos, que totalizaron 5,267.0 miles de pesos de febrero, mayo, junio, julio, septiembre y octubre de 2015, correspondientes a los meses que resultaron con saldos a cargo. Además, la entidad presentó al Servicio de Administración Tributaria las declaraciones mensuales complementarias del DEXTH de enero a diciembre de 2015, con lo cual atiende lo observado.

Conviene señalar que la Subgerencia Fiscal Exploración y Producción informó que para determinar los 5,267.0 miles de pesos del DEXTH, consideró la valoración de gas asociado e incluyó otros efectos reportados en forma reciente por algunas áreas, como la modificación de los precios mensuales de 2015 de las gasolinas naturales utilizadas para valorar los condensados.

4. Equipos de medición

A fin de verificar los equipos de medición empleados en 2015 por Pemex Exploración y Producción (PEP) para cuantificar la producción de petróleo crudo y gas natural utilizados en la determinación de la base fiscal para calcular el Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DEXTH), se revisaron las especificaciones técnicas de los instrumentos de medición instalados en las plataformas Akal-C1, Akal-C3, Akal-C6 y Nohoch-A1 del Activo de Producción Cantarell, pertenecientes a la Subdirección de Producción Aguas Someras de PEP.

En estas plataformas se cuantifica la producción de los campos Akal y Nohoch, que en 2015 produjeron 39,888.3 miles de barriles de petróleo crudo, y 443,753,848.2 miles de pies cúbicos de gas natural. En estas plataformas se procesó el 40.0% del petróleo crudo y 95.2% del gas natural del total del activo.

Para cuantificar la producción de petróleo crudo en las plataformas Akal-C1 y Akal-C3 se tiene instalado un tren de medición conformado por dos medidores ultrasónicos de 6 pulgadas de

diámetro (medidor de producción y medidor maestro para calibración), con capacidad para manejar 4,650 barriles por hora (BPH) cada uno; además, se cuenta con transmisores de presión y temperatura. A la salida del patín de medición se localiza un analizador de corte de agua y de densidad con el que se determina el porcentaje de agua que fluye junto con el petróleo crudo. El medidor de producción tiene un sistema de muestreo con el cual se toman muestras del crudo para determinar la calidad de los hidrocarburos.

A fin de determinar el volumen de producción de petróleo, los trenes de medición de las plataformas Akal-C1 y Akal-C3 están conectados a un sistema de computadores de flujo, mediante el cual se totaliza el volumen neto de petróleo.

Por otra parte, de acuerdo con las especificaciones de los equipos de medición proporcionadas por PEP, en la plataforma Nohoch-A1 existe un patín de medición conformado por dos medidores ultrasónicos de 8 pulgadas de diámetro, con una capacidad para manejar 9,780 barriles por hora (BPH). Se constató que los medidores ultrasónicos de la plataforma Nohoch-A1 tienen la misma configuración que los medidores instalados en las plataformas Akal-C1 y Akal-C3.

Se observó que para cuantificar la producción de gas, en la plataforma Akal-C6 existen cuatro módulos para comprimir el gas proveniente de las plataformas Akal-C1 y Akal-C3, los cuales tienen un sistema de medición de flujo por placa de orificio.

Cada módulo cuenta con transmisores de presión y temperatura, y un registrador de flujo. Este sistema de medición está conectado a un computador de flujo donde se totaliza la producción de gas proveniente del área de compresión de la plataforma.

La producción total de los cuatro módulos se cuantifica mediante un medidor tipo tubo Venturi con un diámetro de 13.0 pulgadas, que cuenta con transmisores de presión y temperatura, así como un registrador de flujo. Este sistema de medición está conectado a un computador de flujo donde se totaliza la producción de gas proveniente del área de compresión de las plataformas.

Por lo anterior, se concluyó que los equipos de medición instalados en las plataformas Akal-C1, Akal-C3, Akal-C6 y Nohoch-A1 para cuantificar la producción de petróleo crudo y gas natural cumplieron con las especificaciones del Manual del Petróleo, Estándar de Medidas, Capítulo 5 "Medición", Sección 8 "Medición de hidrocarburos líquidos con medidores ultrasónicos usando tecnología de tiempo transitorio", Capítulo 14 "Medición de Fluidos del Gas Natural", Sección 3 "Placas de orificio", y con el artículo 53, párrafos segundo y tercero, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

5. Cumplimiento a los programas de mantenimiento y calibración

En 2015, Pemex Exploración y Producción (PEP) ejecutó programas de mantenimiento y calibración para asegurar el funcionamiento correcto de los equipos de medición con los que cuantifica la producción de petróleo crudo y gas natural; asimismo, contó con la "Guía Técnica para la Administración de los Sistemas de Medición de Flujo de Hidrocarburos en PEP", cuya finalidad es administrar la operación de los equipos de medición.

Para verificar el mantenimiento y la calibración de los equipos de medición utilizados para cuantificar la producción de petróleo crudo y gas natural, se revisaron los programas de

mantenimiento y calibración de las plataformas Akal-C1, Akal-C3 y Nohoch-A1 del Activo de Producción Cantarell de PEP.

Mantenimiento

En el “Programa Mantenimiento Integridad Mecánica Patines de Medición” de 2015, se planificó dar mantenimiento, entre otros, a los patines de medición ultrasónicos de petróleo crudo instalados en las plataformas Akal-C1, Akal-C3 y Nohoch-A1.

Para verificar su cumplimiento, se revisaron los reportes ejecutivos mensuales de febrero a abril de 2015 sobre los trabajos de mantenimiento realizados en la plataforma Akal-C1, y se constató que una empresa realizó el mantenimiento de las válvulas, el sistema mecánico, los computadores de flujo, los densitómetros, los sistemas de corte de agua y los transmisores de presión y temperatura de los sistemas de medición ultrasónicos instalados en esa plataforma.

No se entregaron reportes de mantenimiento a los sistemas de medición ultrasónicos instalados en las plataformas Akal-C3 y Nohoch-A1, lo que supone que no se brindó dicho servicio.

Al respecto, en el documento “Cumplimiento al Programa Mantenimiento Integridad Mecánica Patines de Medición”, PEP informó que no se dio mantenimiento a los patines de medición instalados en las plataformas Akal-C3 y Nohoch-A1 debido a que carecía de recursos para ejecutar el contrato núm. 422183801 “Servicios de Rehabilitación, Mantenimiento, Reconfiguración, Calibración y Certificación de Equipos Instalados en los Sistemas de los Patines de Medición del aceite de la RMNE”, mediante el cual una empresa realizaría estos servicios.

Calibración

El Activo de Producción Cantarell proporcionó los certificados de calibración emitidos por un laboratorio acreditado ante la Entidad Mexicana de Acreditación (EMA) para los patines de medición tipo ultrasónicos instalados en las plataformas mencionadas, como se muestra a continuación:

CERTIFICADOS DE CALIBRACIÓN 2015

Plataforma	Núm. de medidor	Tipo	Núm. de certificado	Fecha
Akal-C1	FE-111	Ultrasónico	FSFL-CCMV-02859/15	25/10/2015
	FE-112	Ultrasónico (Maestro)	FSFL-CCMV-12417/14	02/11/2014
Akal-C3	FE-31	Ultrasónico	FSFL-CCMV-02860/15	17/04/2014
	FE-32	Ultrasónico (Maestro)	FSFL-CCMV-12416/14	02/11/2014
Nohoch-A1	FE-71	Ultrasónico	FSFL-CCMV-5400/14	22/04/2014
	FE-72	Ultrasónico (Maestro)	FSFL-CCMV-1855/14	27/02/2014

FUENTE: Certificados de calibración proporcionados por PEP mediante oficio núm. AI-SADC-945-2016 del 19 de julio de 2016.

Se constató que los instrumentos de los sistemas de medición (transmisores de densidad, de presión y de temperatura) se calibraron en 2014 y 2015, de acuerdo con los certificados de calibración proporcionados por PEP y emitidos por un laboratorio acreditado por la EMA.

Conviene señalar que la calibración de los instrumentos de medición de petróleo crudo instalados en las plataformas Akal-C3 y Nohoch-A1, efectuados en 2014, estuvieron vigentes en 2015, en cumplimiento del programa de calibración y del numeral 6.1.7.1 “Frecuencia de calibración” de la “Guía Técnica para la Administración de los Sistemas de Medición de Flujo de Hidrocarburos en PEP”.

Por otra parte, de acuerdo con el “Programa Anual de Calibración de Medidores de Flujo de los Patines de Medición de Aceite en el Activo de Producción Cantarell” de 2015, se calibrarían los medidores ultrasónicos de producción de las plataformas Akal-C1, Akal-C3 y Nohoch-A1 por medio de los medidores maestros (pruebas de repetibilidad).

Para verificar el cumplimiento del programa se revisaron los reportes de calibración de los medidores de flujo realizados por el área de Mantenimiento a Equipo Dinámico y Servicios Auxiliares del Activo Cantarell, y se comprobó que en enero, mayo, junio, julio y noviembre de 2015, no se practicaron pruebas de repetibilidad a los medidores ultrasónicos instalados en las plataformas Akal-C3, ni en septiembre y noviembre de ese año en la plataforma Nohoch-A1.

Al respecto, el Activo de Producción Cantarell informó que no se realizaron las pruebas en las plataformas Akal-C1 y Akal-C3 debido a las variaciones de flujo por los movimientos operativos, y proporcionó una gráfica de producción donde se muestra la variación de los flujos. En el caso de la plataforma Nohoch-A1, tampoco se aplicaron las pruebas en septiembre, ya que se desmontó el medidor maestro, ni en noviembre, por el cambio en los computadores del patín de medición. La entidad proporcionó el reporte núm. 066 del 8 de septiembre de 2015, en el cual se informó que en ese mes se desmontó el medidor maestro FE-72 para revisar los instrumentos, la limpieza de los transductores y el cuerpo del medidor para descartar una posible acumulación de sólidos, por lo cual no fue posible realizar la prueba; también entregó el cronograma de las actividades de noviembre, el cual muestra el cambio de los computadores de flujo del patín de medición (de OMNI 600 a Floboss S600+), por lo que fue necesario intervenir en el gabinete donde se interconectan las señales de campo.

Además, el Activo de Producción Cantarell informó que a partir de septiembre de 2016 se documentarán todos los intentos de corridas de repetibilidad en los patines de medición, para contar con evidencia del seguimiento del programa de 2016 y en lo sucesivo.

Como resultado de la reunión de presentación de resultados finales y observaciones preliminares, el 17 de octubre de 2016 la Subdirección de Auditoría al Desempeño y Control de Petróleos Mexicanos proporcionó información, con la cual la Subdirección de Producción Aguas Someras comunicó que PEP cuenta con el presupuesto para contratar una instancia acreditada por la EMA para proporcionar el “Servicio de Calibración y Certificación a los sistemas de medición de gas y aceite crudo de los Centros de Proceso Marinos y Terrestres”.

Además, la Subdirección de Auditoría referida proporcionó el Programa Anual de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios 2017, que incluyó el “Servicio de calibración

y certificación a los sistemas de medición de gas y aceite crudo de los centros de proceso marinos y terrestres”, el cual está considerado en la cartera de Proyectos 2017-2020, y comunicó que tiene proyectado ejecutarse al concluir el proceso de contratación.

PEP proporcionó un cronograma de atención del proceso de contratación, en el cual se estima la suscripción del contrato en 215 días.

En conclusión, el activo de Producción Cantarell de PEP incumplió el “Programa de Mantenimiento Integral Mecánica a patines de medición” porque no dio mantenimiento al equipo de medición tipo ultrasónico en las plataformas Akal-C3 y Nohoch-A1 e informó que está en proceso de contratar los servicios para calibrar y certificar los equipos de medición para 2017.

15-6-90T9G-02-0507-01-001 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción aplique controles más rigurosos a los programas de mantenimiento y calibración de los instrumentos de medición utilizados para cuantificar los volúmenes de petróleo crudo y gas instalados en las plataformas Akal-C3 y Nohoch-A1 del Activo de Producción Cantarell.

6. Pago mensual del Derecho de Extracción de Hidrocarburos en 2015

Se comprobó que Pemex Exploración y Producción (PEP) realizó los pagos mensuales del Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DEXTH) correspondientes a 2015, a más tardar el día 17 del mes calendario inmediato posterior al que correspondió el pago, como consta en los acuses de recepción expedidos por el Servicio de Administración Tributaria a nombre de Petróleos Mexicanos (PEMEX), donde se consignaron la fecha y hora de recepción del formato de la declaración del DEXTH, y en los oficios con los que el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo puso a disposición de PEMEX el comprobante del pago, en cumplimiento de los artículos 44, párrafo primero, y 52 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LISH), así como de la regla 10.5 de la Resolución Miscelánea Fiscal para 2015, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2014, vigente en el ejercicio de 2015.

Además, se constató que PEP presentó 53 declaraciones del DEXTH del ejercicio de 2015, 12 normales y 41 complementarias por un total de 49,067,611.3 miles de pesos, de los cuales 46,178,070.6 miles de pesos correspondieron a los pagos realizados en el 2015.

De las 41 declaraciones complementarias, PEP pagó accesorios por 59,684.6 miles de pesos, integrados por 4,964.5 y 54,720.1 miles de pesos de actualizaciones y recargos.

De acuerdo con la Subdirección de Auditoría al Desempeño y Control de PEMEX, los accesorios generaron las 41 declaraciones complementarias, al incluir datos reales de producción de crudo, gas y condensado, así como precios, ya que al día 17 que se presentó la declaración normal no se contaba con la información, debido a lo siguiente:

- En la declaración complementaria núm. 2 de agosto de 2015 se incorporaron los precios reales del gas de agosto recibidos el 25 de septiembre de 2015; la declaración se presentó con precios del gas estimados; se integró el precio real de las gasolinas de agosto 2015 que estaba pendiente, el cual se recibió el 8 de octubre de 2015. El insumo en la declaración quedó híbrido (volúmenes reales y precios estimados).

- En 27 declaraciones complementarias de abril a octubre 2015 se realizaron ajustes de precios de crudos exportables y no exportables.
- En 25 declaraciones complementarias de enero a junio se detectaron diferencias en el condesado del campo Nejo de PEP con Pemex Gas y Petroquímica Básica.
- En 31 declaraciones complementarias de enero a agosto se modificaron el volumen y los precios de varios centros procesadores de gas, debido a ajustes por retroactivos.
- En tres declaraciones de octubre se incorporaron los volúmenes y precios de las gasolinas naturales y por la omisión del campo Vicente Guerrero en la producción de crudo de esos meses.

Se verificó que las actualizaciones y los recargos se determinaron de conformidad con los artículos 17-A y 21 del Código Fiscal de la Federación.

7. Registro en la contabilidad, en la Cuenta Pública 2015 y en los estados financieros dictaminados

En los Ingresos Presupuestarios de los Resultados Generales de la Cuenta Pública 2015 se reportaron 46,178,070.6 miles de pesos del Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DEXTH), que enteró en ese mismo año Pemex Exploración y Producción (PEP) al Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo; sin embargo, en los Estados Financieros Dictaminados de PEP se presentaron 48,857,639.4 miles de pesos.

Con la revisión de las declaraciones mensuales del DEXTH de enero a noviembre de 2015 presentadas por PEP, y de los acuses de recibo del Servicio de Administración Tributaria, se comprobó que los 46,178,070.6 miles de pesos coincidieron con los presentados en la Cuenta Pública 2015.

Asimismo, en los estados financieros dictaminados de PEP se reportaron 48,857,639.4 miles de pesos del DEXTH, la diferencia por 2,739,253.4 miles de pesos corresponde a la declaración de diciembre de 2015 por 2,889,540.7 miles de pesos que no fue considerada en los estados financieros dictaminados, ya que se presentó en fecha posterior, a la actualización de saldos a favor presentados en 2015 por 2,029.7 miles de pesos y menos el saldo a favor presentado en 2016 por 152,317.0 miles de pesos, la conciliación se presenta en el cuadro siguiente:

CONCILIACIÓN DEL DEXTH PRESENTADOS EN CUENTA PÚBLICA
CON LOS ESTADOS FINANCIEROS DICTAMINADOS, 2015

(Miles de pesos)

Contribuyente	Parcial	Importe pagado ¹
Cuenta Pública	46,178,070.6	
Menos:		
Actualizaciones	4,964.5	
Recargos	<u>54,720.1</u>	46,118,386.0
Más:		
DEXTH de diciembre de 2015 pagado en enero de 2016		2,889,540.7
Actualización de saldos a favor de 2015		<u>2,029.7</u>
Subtotal		49,009,956.4
Menos:		
Saldo a favor de 2015 presentado en 2016		<u>152,317.0</u>
Estados financieros dictaminados de PEP 2015		<u>48,857,639.4</u>
Menos:		
Declaración complementaria presentada en abril 2016		<u>13,979.4</u>
Importe acumulado declaración complementaria presentada en enero 2016		48,843,660.0

FUENTE: Estado Analítico de Ingresos CP 2015, declaraciones complementarias del DEXTH 2015 y estados financieros dictaminados de PEP.

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

Conviene señalar que PEP no consideró la diferencia de 162.1 miles de pesos determinada en el resultado 3, misma que PEP pagará mediante la presentación de las declaraciones complementarias correspondientes.

Por lo expuesto, se concluyó que las cifras presentadas del DEXTH en la Cuenta Pública y en los Estados Financieros se ajustaron a los artículos 42 y 52 de la Ley General de Contabilidad Gubernamental, así como al Postulado Básico de Contabilidad Gubernamental "Devengo Contable".

Recuperaciones Operadas

En el transcurso de la revisión se recuperaron recursos por 5,267.0 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) 2 fue(ron) solventada(s) por la entidad fiscalizada antes de la integración de este informe. La(s) 1 restante(s) generó(aron): 1 Recomendación(es).

Dictamen

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

Apéndices

Procedimientos de Auditoría Aplicados

1. Verificar que Pemex Exploración y Producción utilizó la producción de petróleo crudo, gas natural y condensados registrada en sus sistemas de producción como base para el cálculo del Derecho de Extracción de Hidrocarburos.
2. Comprobar que el valor de los hidrocarburos se obtuvo con base en los precios promedio de petróleo crudo, gas natural y condensados.
3. Verificar que la base del Derecho de Extracción de Hidrocarburos de 2015 se calculó y validó de conformidad con la normativa.
4. Comprobar que Pemex Exploración y Producción realizó los pagos mensuales del Derecho de Extracción de Hidrocarburos de conformidad con la normativa.
5. Verificar la determinación de los accesorios pagados en 2015, así como las causas que los originaron.
6. Constatar que Pemex Exploración y Producción cumplió con los programas de calibración y mantenimiento de los equipos de medición utilizados para cuantificar los volúmenes de petróleo crudo y gas natural.
7. Comprobar que el monto pagado por Pemex Exploración y Producción coincidió con el registrado en los Resúmenes de Ingresos Ley y el Estado Analítico de Ingresos de la Cuenta Pública 2015.
8. Conciliar el importe reportado en la Cuenta Pública 2015 con el presentado en los estados financieros dictaminados.

Áreas Revisadas

La Subdirección de Producción Aguas Someras y la Subdirección de Distribución y Comercialización, actual Subdirección de Acondicionamiento y Distribución de Hidrocarburos de Pemex Exploración y Producción; la Subgerencia Fiscal Exploración y Producción, y las gerencias de Contabilidad Exploración y Producción y la Fiscal Central, de la Dirección

Corporativa de Finanzas de Petróleos Mexicanos, así como la Administración Central de Evaluación de Seguimiento de la Administración General de Evaluación, adscritas al Servicio de Administración Tributaria.

Disposiciones Jurídicas y Normativas Incumplidas

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

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

Plan Estratégico de Medición 2015.

Programa Mantenimiento Integridad Mecánica Patines de Medición.

Programa Anual de Calibración de Medidores de Flujo de los Patines de Medición de Aceite en el Activo de Producción Cantarell.

Fundamento Jurídico de la ASF para Promover Acciones

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

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

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

Comentarios de la Entidad Fiscalizada

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