

**Pemex Exploración y Producción**

**Comercialización de Crudo Pesado**

Auditoría De Cumplimiento: 2018-6-90T9G-19-0454-2019

454-DE

***Criterios de Selección***

Esta auditoría se seleccionó con base en los criterios establecidos por la Auditoría Superior de la Federación para la integración del Programa Anual de Auditorías para la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2018 considerando lo dispuesto en el Plan Estratégico de la ASF.

***Objetivo***

Fiscalizar que los registros de hidrocarburos para la mezcla de crudo pesado, correspondan con la cuota mínima de producción establecida en su Programa Operativo, para atender su comercialización; que las ventas para exportación se realizaron conforme a las condiciones estipuladas en los contratos y que su precio se determinó con base en las disposiciones legales; asimismo, que los ingresos se registraron de acuerdo con la normativa presupuestal y contable.

**Consideraciones para el seguimiento**

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

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

***Alcance***

	<b>INGRESOS</b>
	Miles de Pesos
Universo Seleccionado	910,443,812.8
Muestra Auditada	548,005,107.9
Representatividad de la Muestra	60.2%

El universo corresponde al total de ventas netas, por 910,443,812.8 miles de pesos, integradas por ventas de exportación, por 513,217,526.3 miles de pesos (56.4%); ventas nacionales (interorganismos), por 390,584,314.6 miles de pesos (42.9%), e ingresos por servicios, por 6,641,971.9 miles de pesos (0.7%), como se muestra continuación:

Concepto	Ventas Netas Hidrocarburos (Miles de pesos)			
	Universo		Muestra	
	Monto	%	Monto	%
Exportación	513,217,526.3	56.4	472,251,016.7	51.9
Nacionales (Interorganismos)	390,584,314.6	42.9	75,754,091.2	8.3
Ingresos por servicios	<u>6,641,971.9</u>	<u>0.7</u>	<u>0.0</u>	<u>0.0</u>
Importe	910,443,812.8	100.0	548,005,107.9	60.2

FUENTE: "Estados de resultado integral separados" de PEP 2018, "Ventas Exportación 2018", "Ventas en el País\_2018", "Ingresos por servicios 2018" y Auxiliares contables, del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018.

El total de la muestra, por 548,005,107.9 miles de pesos (60.2%), se integró por ventas de exportación de crudo Maya, por 472,251,016.7 miles de pesos con destinos a América, Costa Oeste, Europa y Lejano Oriente; y ventas nacionales, por 75,754,091.2 miles de pesos, de la estación de Medición, Bombeo y Distribución de Nuevo Teapa (Veracruz), adscrita a Pemex Transformación Industrial (PTRI).

### **Antecedentes**

Pemex Exploración y Producción (PEP) tiene por objeto la exploración y extracción del petróleo y de los carburos de hidrógenos sólidos, líquidos o gaseosos, en el territorio nacional y en la zona económica exclusiva del país. Durante 2004, la producción de petróleo en el país alcanzó su máximo histórico, por encima de los 3.3 millones de barriles diarios (MMbd); a partir de este punto, la producción comenzó a declinar hasta alcanzar, una producción de 1.8 MMbd en 2018.

Conforme al Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018, en la estrategia 4.6.1 "Asegurar el abastecimiento de petróleo crudo, gas natural y petrolíferos que demanda el país", se establecieron, entre otras, líneas de acción relativas a: "Incrementar las reservas y tasas de restitución de hidrocarburos" y "Elevar el índice de recuperación y la obtención de petróleo crudo y gas natural"; cabe señalar que el Programa Sectorial de Energía, precisa que el comportamiento de la producción de hidrocarburos en los últimos años, muestra la composición y las características de los campos productores; en 2018 PEP contaba con 348 campos de producción de hidrocarburo, de los cuales, 278 campos 79.9% se catalogan como maduros (con más de 30 años de producción), y se encuentran en estado avanzado de explotación. Además, la producción de hidrocarburos se enfrenta a geologías cada vez más

complejas o de difícil acceso, como las aguas profundas o las diversas zonas que conforman el proyecto Aceite Terciario del Golfo.

Por otra parte, el proceso de producción incluye el desarrollo de campos y la construcción de infraestructura para el manejo de hidrocarburos hasta su comercialización que, a su vez, se clasifica en diseño de estrategias de acondicionamiento y distribución de hidrocarburos; acondicionamiento y mejora de hidrocarburos; distribución primaria y medición de hidrocarburos, así como la entrega (mezclas) y registro de volumen y calidad de hidrocarburos en puntos de venta.

En el 2018, PEP exportó mezclas de crudo Maya, Talam, Istmo, Altamira y Olmeca, por 513,217,526.3 miles de pesos, y realizó ventas nacionales de crudo principalmente a PEMEX Refinación, Álamo, Arenque, Horco, Matapionche, Istmo, Maya, Naranjos, Perdiz, Marfo, Pozoleo y Xcaanda, por 390,584,314.6 miles de pesos.

Conviene señalar que en el Programa Anual de Auditorías para la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2018, también se incluyó la auditoría 451-DE "Gestión Financiera de P.M.I. Comercio Internacional", la cual consideró dentro de su objetivo "Fiscalizar la gestión financiera de P.M.I. Comercio Internacional, para verificar que las operaciones comerciales en el mercado internacional de petróleo crudo se planearon, ejecutaron y evaluaron, y que su resultado, se reconoció contablemente de acuerdo con las disposiciones legales y normativas", por lo que, para mayor entendimiento sobre la gestión comercial que realiza la entidad para la exportación de petróleo crudo, se recomienda su consulta.

## **Resultados**

### **1. ESTATUTOS ORGÁNICOS Y MANUALES DE ORGANIZACIÓN AUTORIZADOS**

Se constató que los estatutos orgánicos, vigentes en 2018, son de Pemex, autorizados el 17 de noviembre de 2017, 17 de abril y 13 de julio de 2018, por su Consejo de Administración mediante los acuerdos CA-110/2017, CA-045/2018 y CA-114/2018, y publicados en el DOF, el 5 de diciembre de 2017, 11 de mayo y 30 de julio de 2018; de PEP, autorizado el 12 de diciembre de 2016 por su Consejo de Administración, mediante el Acuerdo CAEPS-PEP-034/2016, y publicado en el DOF el 5 de enero de 2017 y, el "Manual de Organización de Estructura Básica de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas del Estado Subsidiarias" (MOEB), se actualizó en junio y septiembre de 2018.

Respecto del Estatuto Orgánico de PLOG, vigente en 2018, se constató que fue autorizado el 30 de junio de 2017 por su Consejo de Administración, mediante el Acuerdo CAEPS-PLOG-019/2017, y publicado en el DOF, el 10 de agosto de 2017.

Con el análisis del MOEB, se identificó que en PEMEX, las áreas relacionadas con el objetivo de la auditoría son las subdirecciones de Tesorería y de Contabilidad y Fiscal de la Dirección Corporativa de Finanzas; en PEP, los Activos Integrales de Producción, Bloques AS01-01, AS01-02, AS02-03, AS02-04, S01, S02, S03, S04, N01, N02 y N03, adscritos a las subdirecciones de

Producción Bloques Aguas Someras AS01y AS02, y Producción de Bloques Sur y Norte; las gerencias de Estrategias Comerciales de Hidrocarburos, de Coordinación de Operaciones, de Medición y Balances y de Comercialización de Hidrocarburos y Contratos, adscritas a la Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial, y en PLOG, la Gerencia de Operaciones de Tratamiento y Logística Primaria Marinas, adscrita a la Subdirección de Tratamiento y Logística Primaria.

En relación con los manuales de organización, se comprobó que fueron autorizados por la Subgerencia de Estándares y Modelos de la Dirección General de PEP, como sigue: de las subdirecciones de Producción Bloques Aguas Someras AS01, el 13 de abril y de la AS02, el 3 de mayo; de Producción de Bloques Norte, el 16 de mayo y de la Sur, el 19 de abril; y de la Coordinación Operativa y Comercial, el 24 de mayo, todos del ejercicio 2018; en cuanto al Manual de Organización de las subdirecciones de Tratamiento y Logística Primaria y Almacenamiento y Despacho, fue autorizado por la Dirección General de PLOG y registrado el 23 de noviembre de 2018; en todos los casos, las estructuras orgánicas básicas coinciden con las señaladas en el MOEB.

## **2. *NORMATIVA INTERNA Y EXTERNA***

Se constató que la normativa para las operaciones del proceso del petróleo crudo pesado, relacionada con la producción, disponibilidad, contratación, comercialización (exportación y nacionales) e ingresos, se elaboró, actualizó y autorizó por la áreas responsables; asimismo, se publicó en el Sistema de Control Normativo de Pemex, de acuerdo con los Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno en Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, vigentes en el ejercicio 2018, como se detalla a continuación:

Normativa	Normativa Aplicable		
	Fecha de Autorización o Publicación	Instancia que autorizó	Área / Empresa Productiva usuaria
<b>PRODUCCIÓN DE CRUDO</b>			
Procedimiento Administrativo para la Determinación de Costos de Producción de Crudo y Gas	Octubre 2013	Gerente de Recursos Financieros	Dirección Corporativa de Finanzas/Pemex
Procedimientos Administrativo para el Cálculo de los Indicadores de Costos	Octubre 2013	Gerente de Recursos Financieros	Dirección Corporativa de Finanzas/Pemex
Procedimiento Operativo para elaborar el Balance de Producción de Aceite de la Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS02	Septiembre 2017	Subdirector de Producción Bloques Aguas Someras AS02	Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS02/PEP
<b>COMERCIALIZACIÓN DE CRUDO</b>			
Políticas y procedimientos para la celebración de operaciones entre Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias, Empresas Filiales u otras personas	24 de septiembre de 2015	Consejo de Administración de Pemex	Gerencia de Estrategias Comerciales de Hidrocarburos / PEP
Políticas Comerciales de Petróleo Crudo	29 de noviembre de 2018	Consejo de Administración de PMI CIM	PEP / PMI CIM
Lineamientos Generales de Tesorería para Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios	26 de noviembre de 2018	Consejo de Administración de Pemex	Dirección Corporativa de Finanzas/Pemex

FUENTE: Normativa interna.

Asimismo, se constató que las subdirecciones de Producción Región Marina Noreste, Norte y Sur de PEP, contaron con políticas de operación, vigentes en 2018, relacionadas con el volumen de producción de petróleo crudo, consistentes en:

- El "Manual del Usuario Producción Marinas (PROMAR) – Producción Marina Noreste (PromNE), Módulo de aceite Cantarell y Ku Maloob Zaap".
- La Guía de Usuario del Sistema Integral de Información de Producción.

En cuanto a la normativa externa, relacionada con la Comercialización de crudo, se identificó lo siguiente:

Normativa Aplicable		
Proceso	Descripción	Objetivo
Certificados de Calibración	Norma NRF-240-PEMEX-2012 "Medición ultrasónica para hidrocarburos fase líquida"	Regula el proceso de medición en puntos de compra-venta y transferencia de custodia de hidrocarburos.
	Norma NRF-111-PEMEX-2012 "Equipo de medición y servicio de metrología"	Establece los requisitos que deben cumplir los proveedores o contratistas para los equipos de medición.
	Normas de la Sociedad Norteamericana para Pruebas y Materiales (American Society for Testing and Materials - ASTM)	Establece parámetros para garantizar la calidad del crudo (grados API, azufre, agua, vapor y viscosidad).
	Organización Internacional de Metrología Legal (Organisation Internationale de Métrologie Légale - OIML)	Establece porcentajes de agua permitida, en el crudo.
	Organización Internacional de Normalización (International Standardization Organization - ISO)	Regula la medición volumétrica de crudo (barriles).
Certificados de análisis	Manual de Normas de Medición de Petróleo (Manual of Petroleum Measurement Standards - API MPMS)	Parámetros para medir la calidad crudo.

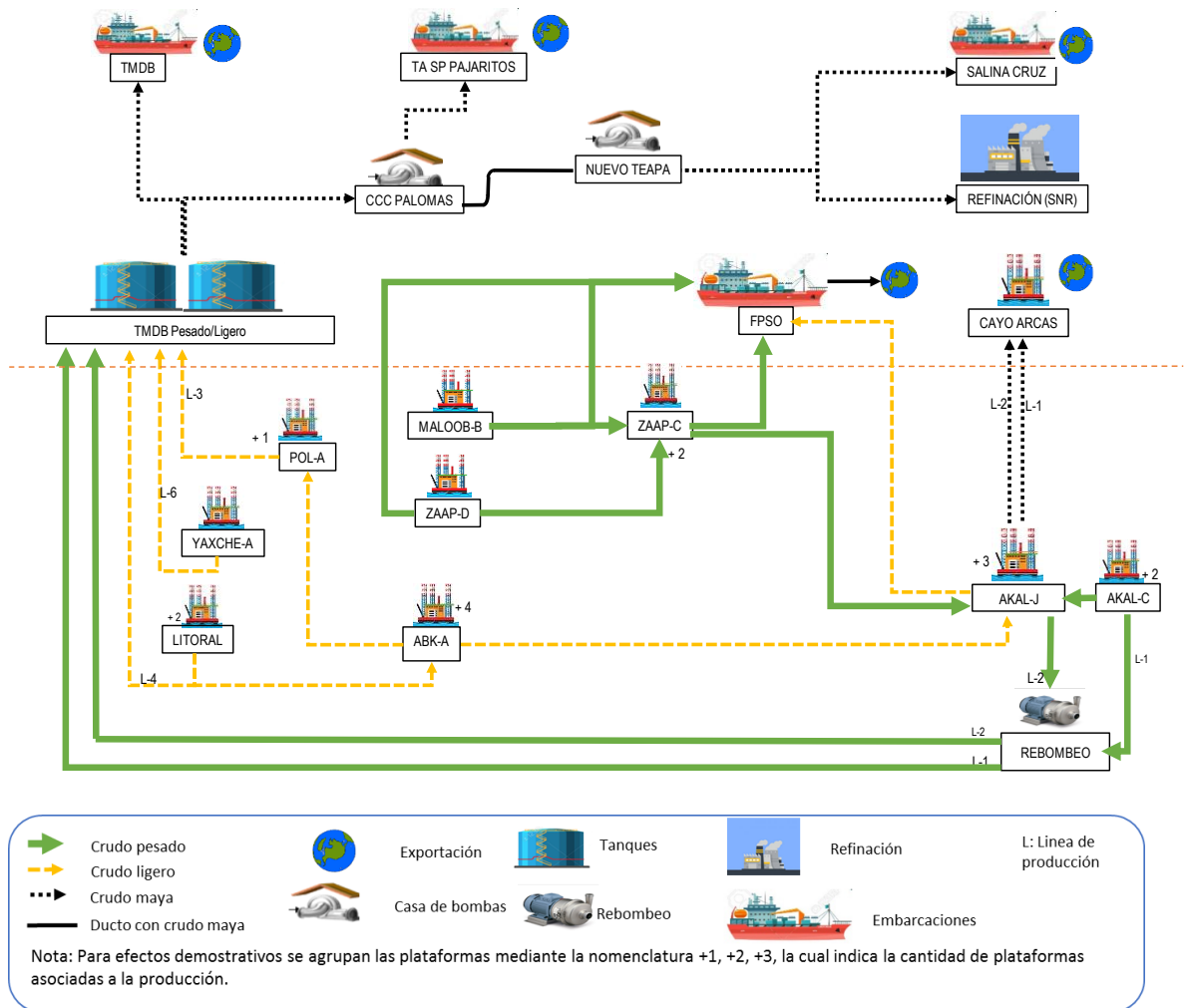
FUENTE: Normativa externa.

### 3. **INGRESOS POR VENTAS DE CRUDO MAYA**

Con el análisis del "Estados de resultado integral separados", al 31 de diciembre de 2018, la Balanza de Comprobación, los auxiliares contables y las bases de datos con el detalle de las órdenes de ventas, se constató que PEP reportó un total de ventas netas, por 910,443,812.8 miles de pesos, que se integró por ventas de exportación, por 513,217,526.3 miles de pesos (56.4%); ventas nacionales (interorganismos), por 390,584,314.6 miles de pesos (42.9%) e ingresos por servicios, por 6,641,971.9 miles de pesos (0.7%).

Para cumplir con los compromisos de venta con PMI CIM (exportación) y PTRI (Sistema Nacional de Refinación), se constató que mediante líneas de producción, plataformas y centros procesadores, PEP produce crudo pesado y ligero, los cuales se someten a diversos procesos de mezcla para obtener el crudo Maya, que se entrega en los puntos de carga y ductos, como se muestra en el esquema siguiente:

Distribución del Crudo para su comercialización



FUENTE: Resumen de los esquemas proporcionados por PEP.

En cuanto a los ingresos por ventas de crudo Maya, se identificó que, de acuerdo con las bases de datos, denominadas "Ventas de Exportación 2018" y "Num III-OF 141-Aux Cont-Ingr totales por Ventas y Servs 2018", PEP entregó barriles de crudo Maya en los puntos de venta (buquetanques) para su exportación, y mediante ductos para el Sistema Nacional de Refinación (SNR), lo que generó ingresos como se cita a continuación:

Ventas de Crudo Maya		
Punto de carga - Entrega	Miles de barriles diarios (Mbd)	Crudo Maya Miles de pesos
Exportación		
Complejo Operativo Cayo Arcas	24,408	28,881,885.0
Terminal Marítima Dos Bocas	182,945	216,150,729.7
Embarcación FPSO "Yuum k'ak'náab"	138,573	164,343,702.3
Complejo Petroquímico Pajaritos	39,185	46,490,040.0
Terminal Marítima Salina Cruz	<u>13,794</u>	<u>16,384,659.7</u>
Subtotal	398,905	472,251,016.7
Nacionales		
Estación Nuevo Teapa	<u>64,464</u>	<u>75,754,091.2</u>
Total	463,369	548,005,107.9

FUENTE: "Estados de resultado integral separados" de PEP 2018, Auxiliares contables del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018 y Ventas de Exportación 2018.

Cabe señalar que en el Programa Anual de Auditorías para la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2018, también se incluyó la auditoría 451 "Gestión Financiera de P.M.I. Comercio Internacional", y como parte de la revisión, se verificaron las compras de petróleo crudo para su exportación, que realizó PMI CIM a PEP; al respecto, se señala que considerando que las muestras de ambas auditorías no coinciden totalmente, los resultados obtenidos y, en su caso, las observaciones determinadas pueden variar en función de las operaciones revisadas en cada una de ellas.

Con base en lo anterior, se compararon las órdenes de venta registradas en la Base de datos "Ventas de Exportación 2018" de PEP, con las registradas por PMI CIM en la "Base de exportación Comercial-Contab-PEP" (PEP está obligado a vender petróleo sólo a PMI CIM, con base en el contrato de compraventa del 1° de noviembre de 1994), de lo que se identificó una variación en la orden de venta 18-HME-011, como se muestra a continuación:

Orden de Venta 18-HME-011					
Documento Contable	Barriles <sup>(1)</sup>	Precio unitario <sup>(2)</sup>	Miles de Dólares	Tipo de cambio del registro <sup>(3)</sup>	Miles de Pesos
93119422	2,003,155.0	75.19	150,617.2	19.1018	2,877,060.1
96106492 (ajuste por precio)			-2,003.1	19.4786	-39,019.5
96106657 (ajuste por precio)			<u>-131.8</u>	<u>19.1115</u>	<u>-2,518.9</u>
Venta registrada por PEP	2,003,155.0		<u>148,482.3</u>		<u>2,835,521.7</u>
Venta registrada por PMI CIM	2,003,155.0	50.17	<u>100,498.3</u>	<u>19.0969</u>	<u>1,919,185.9</u>
Variación			47,984.0	1	916,335.8

FUENTE: Bases de datos de PEP y PMI CIM.1

<sup>1)</sup> Para efecto de obtener el importe de la orden de venta, se utilizó el total de barriles sin conversión.

<sup>2)</sup> Se deben considerar dos decimales, para obtener el monto en miles de dólares.

<sup>3)</sup> Tipo de cambio promedio.



PEP no acreditó el ajuste, por 2,518.9 miles de pesos, que registró en la base de datos citada, tampoco la afectación contable en la cuenta 51020002 "Vent. Exp. Crudo Maya", en el auxiliar contable, la Balanza de Comprobación y su integración como venta neta que formó parte del "Estados de resultado integral separados", al 31 de diciembre de 2018.

En respuesta de la reunión de Resultados Finales, la Gerencia de Comercialización de Hidrocarburos, adscrita a la Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial de PEP, proporcionó la factura de la orden de venta 18-HME-011 y dos notas de crédito que se realizaron por ajustes en el precio de venta, como se muestra a continuación:

Orden de Venta 18-HME-011						
(Miles)						
Documentación	Número de factura	Cantidad barriles <sup>1</sup>	Precio unitario	Importe Dólares	Tipo de cambio	Importe Pesos
Factura	93119422	2,003,155.0	75.19	150,617.2		2,877,060.1
Ajuste 1	96106492	2,003,155.0	-1.00	-2,003.1		-39,019.5
Ajuste 2	96106657	2,003,155.0	-24.02	<u>-48,115.8</u>	19.1149	<u>- 919,728.7</u>
Total				100,498.3		1,918,311.9

FUENTE: Información de la Gerencia de Comercialización de Hidrocarburos.

<sup>1)</sup> Para efecto de obtener el importe de la orden de venta, se utilizó el total de barriles sin conversión.

Con su análisis, se constató que el volumen de barriles vendidos y el monto de la factura, así como el ajuste 1, (precio) coinciden con los registros de la base de datos "Ventas de Exportación 2018"; sin embargo, del ajuste en la base de datos, por 2,518.9 miles de pesos, no se proporcionó la documentación correspondiente.

Además, conforme a las fórmulas autorizadas por el Consejo de Administración de PMI CIM, y aplicadas por PEP; el "Registro de cambio en las constantes" y los Criterios de Valoración de los Clientes de Petróleo Crudo 2018, emitidos por PMI CIM, se comprobó lo siguiente:

- El volumen de crudo vendido fue de 2,003.1 Mbd, por 2,877,060.1 miles de pesos, a un precio aduanal (provisional que se calcula antes de ser emitida la factura).
- El primer ajuste, por 39,019.5 miles de pesos, correspondió también a un precio provisional (promedio de precios de referencia de 15 días del mes en que se realizó la venta, que para el caso fue octubre de 2018), que se determinó con la constante K (factor expresado en dólares por barril, de acuerdo con las condiciones internacionales de crudo) lo que dio como resultado un ajuste en precio a la baja.
- El segundo ajuste, por 919,728.7 miles de pesos, se originó por la determinación del precio final, que PEP calculó con los precios de referencia (resultado de la aplicación de la fórmula) del segundo mes posterior al de la orden de venta (diciembre 2018),

los cuales no se obtuvieron sino hasta los primeros días de enero de 2019, así como la aplicación de la constante K que se encontraba vigente en octubre de ese año, con lo que se obtuvo un ajuste en el precio. Al respecto, PEP proporcionó los factores del petróleo Brent y de los combustóleos (1.0 y 3.5% de azufre), con lo que se aplicó la fórmula para obtener el precio final, y se comprobó que los precios de referencia se afectaron por la baja de los precios promedio, entre otros, del petróleo Brent y combustóleos, que rigieron en el mercado europeo en ese mes, de lo que se constató que procede.

La observación no se solventa, ya que PEP no acreditó el ajuste a la baja de la orden de venta 18-HME-011, por 2,518.9 miles de pesos, que registró en la base de datos de ventas de PEP, y en la cuenta contable 51020002 "Vent. Exp. Crudo Maya"; además, no mostró en el "Estados de resultado integral separados", al 31 de diciembre de 2018, el ajuste a la baja en precio de dicha orden de venta, por 919,728.7 miles de pesos.

#### 2018-6-90T9N-19-0454-01-001 **Recomendación**

Para que Petróleos Mexicanos en coordinación con Pemex Exploración y Producción, fortalezca los mecanismos de control y supervisión, con el fin de que los movimientos contables por ajustes que afectan las ventas de crudo Maya, que realiza PEP, se sustenten en la documentación comprobatoria y justificativa correspondiente, y se registren en la contabilidad, conforme a las disposiciones contables.

#### **4. COSTOS DE VENTA Y DE PRODUCCIÓN**

Con el análisis del "Estados de resultado integral separados" y los auxiliares contables del costo de ventas, al 31 de diciembre de 2018, se identificó que PEP registró Ventas Netas, por 910,443,812.8 miles de pesos; un Costo de lo Vendido, por 431,685,757.2 miles de pesos, y un Deterioro de Activos de Larga Duración (deducción del valor de los activos por el uso de los pozos, ductos, instalaciones de producción, plataformas marinas, equipo especializado y maquinaria), por 65,013,616.4 miles de pesos, como se muestra a continuación:

## Integración del Costo de Ventas

(Miles de pesos)

Ventas netas (A)		910,443,812.8
Costo de lo vendido (B)		431,685,757.2
Productos usados en operación <sup>(1)</sup>	-5,448,476.1	
Compra de crudo <sup>(2)</sup>	9,273,662.6	
Compra de gas y condensados	3,206,835.0	
Operaciones de campos petroleros	398,361,243.5	
Fluctuaciones en inventarios de productos <sup>(3)</sup>	-4,660,637.4	
Gastos de Exploración	15,510,327.4	
Gastos de Perforación	15,443,086.0	
Ajuste a Inventarios	-283.7	
Deterioro de activos de larga duración (C)		<u>65,013,616.4</u>
Costo de lo vendido, neto (D=B-C)		<u>366,672,140.8</u>
Rendimiento Bruto (E=A-D)		<u>543,771,672.0</u>

FUENTE: "Estado de resultado integral separados" y auxiliares contables del costo de ventas, al 31 de diciembre de 2018.

Nota C: Conforme a la Norma Internacional de Contabilidad 36 "Deterioro del Valor de los Activos", se determina con el objetivo de que los activos de una empresa estén contabilizados por un monto que no sea superior que su importe recuperable.

- (1) Valor de los productos refinados o petroquímicos utilizados como generadores de energía en plantas y equipos subsidiarios o filiales. En términos de Compensación, PEP es favorecido, considerando las aportaciones por hidrocarburos que realiza.
- (2) Adquisiciones de crudo a contratistas en 2018, por 9,104.3 miles de barriles diarios.
- (3) Cambios en favor de inventarios terminados.

El Rendimiento Bruto, se afectó, entre otros factores, por los Gastos de Administración, los costos en Instrumentos Financieros derivados, y Financieros (intereses) e Impuestos a la Utilidad y Derechos, con lo que en el ejercicio 2018, PEP obtuvo un Resultado Neto (pérdida), por 5,867,212.0 miles de pesos.

El rubro de "Operaciones de campos petroleros", por 398,361,243.5 miles de pesos, que representó el 92.6% del costo de lo vendido, se integró de la manera siguiente:

Operaciones de Campos Petroleros  
(Miles de Pesos)

Cuenta	Importe	(%)
Impuestos y derechos de operación	86,672,178.9	21.7
Compras	68,442,330.0	17.2
Sueldos, salarios y beneficios	41,885,396.7	10.5
Telecomunicaciones	3,051,926.2	0.8
Servicios generales	31,885,087.1	8.0
Reserva de protección ambiental	836,942.6	0.2
Otros	310,858.6	0.1
Arrendamientos	5,081,882.0	1.3
Depreciación y amortización	124,665,552.5	31.3
Reparación y mantenimiento	<u>35,529,088.9</u>	<u>8.9</u>
<b>Total</b>	<b>398,361,243.5</b>	<b>100.0</b>

FUENTE: Auxiliar contable de las Operaciones de campos petroleros de 2018.

Por otra parte, de conformidad con la normativa 232-74100-PA-264 "Procedimiento Administrativo para la Determinación de Costos de Producción de Crudo y Gas", de octubre de 2013, se constató que la Gerencia de Control Financiero realizó el cálculo mensual del costo de producción con cifras preliminares de las cuentas contables 6105 "Compras Interorganismos", 6107 "Operación de campos petroleros", y 6203 "Gastos de Administración", información que se utiliza con fines de carácter operativo.

## 5. **PRODUCCIÓN DE CRUDO**

En congruencia con el Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018, se constató que el "Programa Sectorial de Energía 2013-2018", estableció el indicador "Producción de Hidrocarburos-Petróleo Crudo", Objetivo sectorial 1 "Optimizar la capacidad productiva y de transformación de hidrocarburos, asegurando procesos eficientes y competitivos", con una meta de producción (volúmenes totales de crudo reportados por cada uno de los Activos Integrales de PEP) de 2,680 Mbd.

En cuanto al "Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos", en el apartado "Situación y Perspectiva Financiera", "Escenario Mejorado", se estimó una producción de crudo de 2,006 Mbd, que incluye la que se obtenga por farmouts (asociaciones entre el sector público y privado, que permiten a Pemex compartir riesgos financieros, tecnológicos y geológicos para estabilizar su producción petrolera y su incremento gradual).

Cabe señalar que en la sesión extraordinaria 924 del 13 de diciembre de 2017, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, mediante el acuerdo CA-132/2017, aprobó el Programa Operativo y Financiero Anual de Trabajo 2018 (POFAT), para la producción de crudo pesado, ligero y super ligero. Para tal efecto, se consideró una meta para la producción de petróleo crudo de 1,951.4 Mbd, la cual se mostró en el Proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación 2018, en su Estrategia Programática; no obstante, la producción

real de crudo fue de 1,813 Mbd en 2018, (7.1% menor de lo programado), como se muestra a continuación:

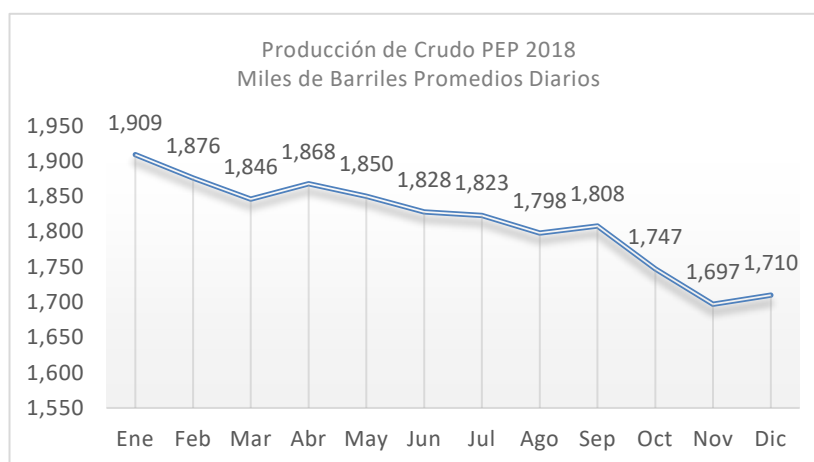
PRODUCCIÓN DE CRUDO 2018  
(Miles de barriles promedio por día)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio diario
(A) POFAT 2018	1,929	1,931	1,935	1,942	1,942	1,903	1,936	1,953	1,958	1,964	1,990	2,003	1,951
Estadísticas petroleras 2018 <sup>1</sup>	<u>1,909</u>	<u>1,876</u>	<u>1,846</u>	<u>1,868</u>	<u>1,850</u>	<u>1,828</u>	<u>1,823</u>	<u>1,798</u>	<u>1,808</u>	<u>1,747</u>	<u>1,697</u>	<u>1,710</u>	<u>1,813</u>
(B) Producción de Crudo PEP													
2018 A 20° <sup>2</sup>	<u>1,909</u>	<u>1,876</u>	<u>1,846</u>	<u>1,868</u>	<u>1,850</u>	<u>1,828</u>	<u>1,823</u>	<u>1,798</u>	<u>1,808</u>	<u>1,747</u>	<u>1,697</u>	<u>1,710</u>	<u>1,813</u>
(C) Diferencia C = ( A – B )	20	55	89	74	92	76	113	155	150	217	293	293	138

FUENTE: <sup>1</sup> Estadísticas Petroleras de 2018 publicadas por PEMEX en la página <https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/IndicadoresPetroleros.aspx>

<sup>2</sup> Bases de datos de la producción por campo y barriles promedio diarios, proporcionadas por la Subdirección de Coordinación Operativa Comercial de PEP

Nota: PEP realiza sus reportes de crudo a 20°C (68°F) de conformidad con la Resolución RES/811/2015 de la Comisión Regulatoria de Energía, publicada en el Diario Oficial de la Federación, el 11 de enero de 2016.



Con base en lo anterior, se observó que, a pesar de las estrategias y actividades de los Activos Integrales de Producción para incrementar o sostener sus niveles de producción, en 2018 se obtuvieron 138 Mbd menos que la meta establecida, por lo que ante la disminución de producción y para cumplir con sus requerimientos contractuales para la venta de mezclas de petróleo, PEP adquirió en 2018 un total de 25 Mbd, por 9,273,662.6 miles de pesos, los cuales fueron producidos por empresas, a quienes la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), mediante licitaciones de la Ronda 1, y contratos de "Producción compartida o de licencia", adjudicó 22 áreas para su extracción.

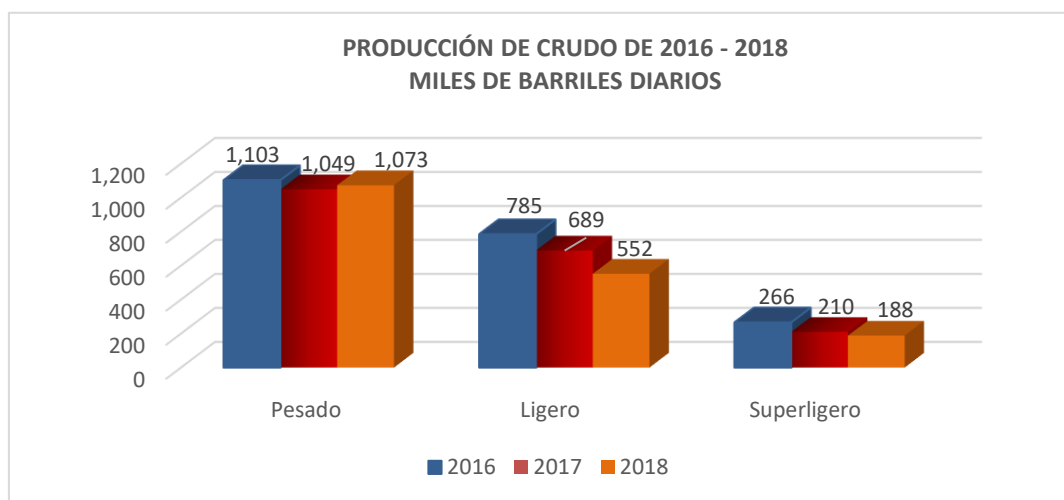
Los 1,813 Mbd de crudo producidos que PEP obtuvo en 2018, corresponden a los barriles registrados en la base de datos "Producción Mensual de Crudo por Campo-Pozo\_Enero 2018 a Diciembre 2018"; al respecto, se comprobó que la información se generó por el Sistema Integral de Información de Producción (SIIP), herramienta para el registro y control oficial de la producción de hidrocarburos, validada por los usuarios responsables, y conforme a los lineamientos definidos por la CNH.

Al respecto, se constató que la producción de los 1,813 Mbd de crudo se obtuvo de los 348 campos (áreas consistentes en uno o múltiples yacimientos, todos ellos agrupados o relacionados de acuerdo con el mismo aspecto geológico), con un promedio de 7,634 pozos, de los cuales 4,882 pozos (64.0%) generaron dicha producción y 2,752 pozos (36.0%) estuvieron inactivos en 2018, éstos son administrados por los cuatro Activos Integrales de Producción, Bloques Aguas Someras AS01, Aguas Someras AS02, Norte y Sur.

Los reportes de la producción de crudo volumétrico de pozos, que PEP está obligada a enviar mensualmente a la CNH, se determinaron considerando una temperatura de 15.56°C (60°F), de acuerdo con lo estipulado en la Ley de ingresos sobre Hidrocarburos, y en los "Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos", y se comprobó que, al tratarse de reportes que informan sobre el crudo a diferentes temperaturas, no existen diferencias con el volumen reportado en las "Estadísticas petroleras 2018".

## 6. DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO

Con el análisis de la información contenida en las "Estadísticas Petroleras", se observó que la producción de crudo pesado, ligero y super ligero presentó una tendencia anual a la baja en forma progresiva anualmente, que pasó de 2,154 Mbd en 2016 a 1,813 Mbd en 2018, como se presenta a continuación:



FUENTE: Estadísticas Petroleras de Pemex

Asimismo, con el análisis del "Programa Sectorial de Energía 2013-2018", apartado Producción de Crudo y Gas Natural y de la nota informativa del 14 de agosto de 2019, suscrita por el Gerente de Programación y Evaluación Operativa, de la Subdirección de Administración del Portafolio de Exploración y Producción, PEP informó que las principales causas que originaron la baja de la producción de crudo, son las siguientes:

- 278 campos (79.9% de 348) se catalogan como maduros, al presentar más de 30 años de producción, lo que explica su declinación natural; mantener su nivel de producción representa retos técnicos y económicos.
- Cierre de pozos por avance de los contactos agua-aceite y gas-aceite; por abatimiento de presión de yacimientos; por baja permeabilidad (capacidad del crudo para que un fluido no lo atraviese), baja presión de fondo y alta salinidad, entre otros factores.
- Problemáticas en la operación de los sistemas artificiales de producción (neumático, electro centrífugo, mecánico, de cavidades progresivas e hidráulico).
- Disminución del número de intervenciones y mantenimiento de pozos por ajustes de recursos presupuestales.
- La producción de hidrocarburos enfrenta geologías cada vez más complejas o de difícil acceso.

Como ya se estableció en el Resultado 5, para cumplir con los requerimientos de crudo para su venta nacional y de exportación, en 2018 PEP adquirió petróleo a empresas contratistas, por 25 Mbd por 9,273,662.6 miles de pesos; aunado a que continúa la declinación de la producción de crudo, ya que en 2018 se alcanzaron 1,813 Mbd y en noviembre de 2019, sólo 1,659 Mbd, por lo que PEMEX incumpliría el artículo 4 de la Ley de Petróleos Mexicanos, y PEP el artículo 2 de su Estatuto Orgánico, relacionados con el mejoramiento de la productividad para maximizar la renta petrolera y generar valor económico al Estado.

En respuesta de la reunión de Resultados Finales, la Dirección Corporativa de Planeación, Coordinación y Desempeño de PEP y la Dirección Corporativa de Finanzas de Pemex, reiteraron los objetivos estratégicos por alcanzar en materia de exploración y producción, conforme a lo establecido en el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2019-2023, para lo cual precisaron diversas acciones, como se describe a continuación:

**Objetivo Estratégico 2: Acelerar la incorporación de reservas para asegurar la sostenibilidad de la empresa.**

La Subdirección de Exploración perfora pozos exploratorios en los activos Marina Sur, Terrestres Sur y Norte, de acuerdo con los proyectos en cartera vigentes; en materia de recursos prospectivos (que todavía no se descubren pero que han sido inferidos y se estiman

potencialmente recuperables), en los activos mencionados se realizan las evaluaciones respectivas, y en procesos de recuperación secundaria y mejoradas se trabaja en los activos de Tamaulipas-Constituciones, así como mediante pruebas piloto en los activos de Cantarell, Poza Rica-Altamira, Samaria Luna y Cinco Presidentes.

#### Objetivo Estratégico 3: Incrementar la producción de hidrocarburos

La Subdirección de Proyectos de Explotación Estratégicos impulsa acciones para desarrollar los nuevos 20 yacimientos descubiertos y prioritarios para el periodo 2019-2023; la Subdirección Técnica de Exploración y Producción se enfoca en acciones, como el desarrollo de bloques adyacentes en asignaciones de extracción, con perforación de pozos en campos en la Región Marina Suroeste, y Marina Noreste. Asimismo, se realizan estudios de núcleo en laboratorios para determinar la cantidad de aceite remanente en el Campo Ayatsil, la explotación del proyecto Chicontepec y la prueba piloto de desplazamiento en Akal, entre otros análisis.

#### Objetivo Estratégico 4: Adecuar y modernizar la infraestructura de producción

Se aplican mejores prácticas, mediante un modelo sistémico de reducción de costos y mejoras en la eficiencia operativa de las principales obras estratégicas, así como acciones para la reducción de ajustes comerciales por desviación en la calidad API y sal de las corrientes comerciales de PEP, en comparación con lo registrado en 2018.

Además, se precisó que la implementación de las acciones antes señaladas, y el cumplimiento de metas, se encuentra en función de la asignación presupuestal en el escenario base 2020-2034. Al respecto, se asignaron mayores recursos en exploración, nuevos desarrollos, perforación y terminación de pozos, así como el desarrollo de obras de infraestructura, como sigue:

Asignación de Recursos y Cumplimiento de Metas 2019-2020

(Millones de Pesos) <sup>1</sup>

Concepto	Presupuesto		Variación	%	Metas	POT		Variación	%
	2019	2020				III	POFAT		
						2019	2020		
Exploración	33,933.0	50,418.0	16,485.0	49.0	Producción de crudo (Mbd)	1,716	1,866	150	9.0
Pozos e Infraestructura de desarrollo	92,775.0	113,422.0	20,647.0	22.0	Producción de gas/N2 (Mbd)	3,619	3,350	-269	-7.0
Campos de Nuevos Desarrollos	40,352.0	49,966.0	9,614.0	24.0	Pozos a perforar (núm.)	318.0	416	98	31.0
Otros campos	52,423.0	63,456.0	11,033.0	21.0	Pozos a terminar (núm.)	319.0	405	86	27.0

FUENTE: Oficio DCPCD-SPEAREF-GPAP-32-2019/PEP-DG-SAPEP-GIOPEP-213-2019/DCF-CE-151-2019.

<sup>1)</sup> Cifras proporcionadas por la Gerencia de Planeación y Alineación de Programas, la Gerencia de Integración y Optimización del Portafolio de Exploración y Producción y la Coordinación de Enlaces de la Dirección Corporativa de Finanzas.



En conclusión, si bien es cierto, que se describen las acciones operativas y presupuestales que se prevé realizar para cumplir con los objetivos estratégicos para el periodo 2019-2023, a la fecha no se cuenta con resultados de cumplimiento de dichas metas, ya que se trata de acciones operativas y técnicas a mediano y largo plazo, sujetas a autorizaciones presupuestales, con objeto de incorporar nuevas reservas, incrementar la producción de hidrocarburos y optimizar los costos de exploración y producción, a fin de maximizar la renta petrolera y generar valor económico al Estado.

## **7. ESTIMACIÓN PARA LA DISPONIBILIDAD DEL CRUDO**

A fin de conocer un estimado de la producción de crudo pesado, ligero, super ligero para el suministro de las mezclas al SNR y para su exportación en 2018, se constató que las gerencias de Coordinación de Tratamiento y Logística Primaria (GCTLP), de Operaciones de Tratamiento y Logística Primaria Marina (GOTLP Marina), de Operaciones de Tratamiento y Logística Primaria Sur (GOTLP Sur), adscritas a Pemex Logística, así como las gerencias de Coordinación de Operaciones (GCO) y de Comercialización de Hidrocarburos y Contratos (GCHC) adscritas a PEP, elaboraron los "Programas Operativos Mensuales (POM)", con una proyección total en la producción, por 1,863 Mbd, los cuales en su conjunto, constituyen el programa denominado "Disponibilidad de Crudo".

Con su análisis, se constató que el total de la disponibilidad del crudo Maya (crudo pesado y ligero), se complementa incluyendo lo estimado en los Anexos G "Programa mensual de compra de crudo" del contrato de Compraventa de Petróleo Crudo celebrado entre PEMEX Exploración y Producción y PEMEX Refinación, el 1° de octubre de 2003, y los "Programas de Carga de Crudo" para exportación, como se describe en los resultados 11 y 12 del presente informe.

## **8. CONTRATOS PARA LAS VENTAS DE CRUDO NACIONALES Y DE EXPORTACIÓN**

Se constató que en 2018, las ventas nacionales, por 390,584,314.6 miles de pesos, se realizaron con base en el contrato de compra venta de petróleo crudo, formalizado entre PEP y Pemex Refinación (PR), actualmente PTRI, el 1° de octubre de 2003, el cual tiene por objetivo vender y entregar a PTRI diferentes tipos de crudo por ducto y buquetanque; el contrato consta de 14 anexos, que regulan, entre otros aspectos, los términos y condiciones de medición (mantenimiento y calibración de los equipos); las especificaciones de calidad de los tipos de crudo y los precios del crudo mediante catálogos semanales, que contienen las tarifas Interorganismos, emitidos por la Gerencia de Precios de la Dirección Corporativa de Finanzas de Petróleos Mexicanos. Asimismo, se constató que de 2007 a 2018, se formalizaron tres convenios modificatorios, por cambios en las especificaciones de calidad de los diferentes tipos de crudo, y la incorporación de los crudos Perdiz, Altamira y Xcaanda.

En cuanto a las ventas para exportación en 2018, por 513,217,526.3 miles de pesos, se constató que se realizaron al amparo del contrato vigente, que PEP celebró con PMI CIM, el 1° de noviembre de 1994, el cual tiene como objetivo, la compra venta del petróleo crudo tipo Maya, Istmo y Olmeca, en el cual, se pactaron los parámetros por cumplir por PEP,

relativos a grados American Petroleum Institute (API), viscosidad, agua, sedimentos, azufre, presión de vapor, y sal, así como la determinación de los precios de venta mediante la aplicación de fórmulas, conforme al tipo de crudo y destino del petróleo, susceptibles de modificarse, conforme a las condiciones del mercado internacional de hidrocarburos, previa autorización del Consejo de Administración de PMI CIM.

Además, se constató que de 2001 a 2018 se formalizaron ocho convenios modificatorios, relacionados, entre otros, con los conceptos siguientes:

- La disposición de que las demoras por "Tiempo Estimado de Arribo" (Estimated Time of Arrival - ETA) menores de 1,000.0 dólares, no serían motivo de reclamos.
- Los buquetanques podrían cargar en dos o más puertos de venta en la misma costa, sin incurrir en tiempos de demora.
- Para los reclamos por baja calidad, es decir, por el incremento en el porcentaje de agua en el crudo vendido, se realizaría el análisis por un laboratorio, en presencia de un inspector independiente.
- Se modificó la fórmula de precio del crudo Maya, para el mercado del Continente Americano (Costa del Atlántico, el Caribe, y Costa Oeste de los Estados Unidos).

## **9. SISTEMAS DE MEDICIÓN PARA LA COMERCIALIZACIÓN DEL CRUDO MAYA**

Con el análisis de los Certificados de Cantidad y los Reportes diarios de medición, se constató que, para la exportación de crudo Maya, en 2018 PEP vendió a PMI CIM 398,904.3 miles de barriles diarios (Mbd), los cuales entregó en los puntos de carga FPSO "YÙUM K'AK'NÁAB", Complejo Operativo Cayo Arcas, Complejo Petroquímico Pajaritos, Terminal Marítima Dos Bocas, Terminal Marítima Salina Cruz y Estación Nuevo Teapa. Asimismo, para cumplir con los requerimientos nacionales, PEP entregó 64,464.2 Mbd al SNR.

Al respecto, se comprobó que los sistemas de medición de flujo (conjunto de equipos, instrumentos, instalaciones, y sistemas informáticos), se encuentran ubicados en los puntos de carga, con el fin de medir el volumen de mezclas; destaca la instalación de válvulas y 47 patines (instrumentos que miden la transferencia de hidrocarburos), los cuales cuentan con 68 certificados de calibración, emitidos por un laboratorio autorizado por la Entidad Mexicana de Acreditación, A.C. (EMA), bajo la norma NMX-EC-17025-IMNC-2006.

Mediante dichos certificados, se comprobó que el laboratorio hizo constar la serie, modelo y marca de los patines, así como el procedimiento técnico que realizó para garantizar las mediciones por realizar, y que cumplieron con las especificaciones técnicas del Manual de Normas de Medición de Petróleo (API MPMS), las recomendaciones emitidas por las Organizaciones Internacionales de Metrología Legal (OIML) y de Normalización (ISO), así como las "Normas de Referencia Medición Ultrasónica para Hidrocarburos Fase Líquida"

(NRF-240-PEMEX-2012), y el "Equipo de Medición Servicios de Metrología" (NFR-111-PEMEX-2011).

#### **10. VERIFICACIÓN DE LOS PRECIOS DE VENTA DEL CRUDO MAYA**

A fin de verificar los precios del crudo Maya por las ventas nacionales, se seleccionaron 93 facturas, de abril, mayo y agosto de 2018, por 24,390,008.1 miles de pesos, cuyos precios se corresponden con los plasmados en el Catálogo de Fórmulas de Precios Interorganismos semanal; cabe señalar que el Comité de precios y Aspectos Económicos de la Política Comercial de Pemex emitió el Acuerdo 2017-025, con el que modificó la metodología de cálculo, de mensual a semanal, por lo que en 2018, desde el primer día de cada semana, se realizó el cálculo de los precios conforme a lo siguiente:

- Se consideró el precio de exportación del crudo Maya, que se obtiene de la fórmula que corresponde al destino de América en la costa del Golfo de México (USGC).
- A dicho precio, se le aplicó el costo logístico de transporte de productos petrolíferos, el ajuste por el diferencial del rendimiento de crudo, el factor de ajuste por temperatura y el margen comercial.
- Una vez determinado el precio, se capturó en pesos mexicanos, con el sistema SAP, por tipo de crudo, vigencia y destino.

En relación con los precios de las exportaciones, se seleccionaron 190 órdenes de venta, de junio, julio y septiembre de 2018, por 6,761,350.6 miles de dólares, equivalentes a 131,557,369.1 miles de pesos (al tipo de cambio de un día hábil anterior a la fecha de la factura), y 241 ajustes en precios (aplicados mediante notas de débito y de crédito). Se comprobó que en su sesión 115 del 8 de diciembre de 2016, el Consejo de Administración de PMI CIM, aprobó las fórmulas para la determinación de los precios del crudo Maya para su venta; al respecto, mediante las memorias de cálculo, proporcionadas por la Gerencia de Estrategias Comerciales de Hidrocarburos adscrita a PEP, y los factores para la aplicación de las fórmulas, se constató lo siguiente:

1. Se determinan precios de referencia y constantes de competitividad de la región o mercado de destino: del Golfo de Estados Unidos -USGC (West Texas Sour – WTS), de la Costa Oeste de Estados Unidos (USWC), Europa (Brent Dated) y Lejano Oriente (Dubái /Omán).
2. Se consultan los indicadores publicados por Platts (precios estándar o de referencia en el ámbito mundial, que representan la cotización más alta del producto al cierre del mercado del día anterior de un producto, en este caso, el petróleo).
3. Se aplica el factor de ajuste, denominado "K" (expresado en dólares por barril, de acuerdo con las condiciones internacionales de petróleo crudo). Los cambios en dicho factor se informan al "Grupo de Trabajo Interinstitucional de Comercio Exterior de

Hidrocarburos" (GICEH), integrado, entre otros, por gerentes y directores de PEP, Pemex y PMI CIM; asimismo, se informa al Consejo de Administración de PMI CIM. De esta manera, desde el "Programa de Venta de Crudo", hasta que se obtienen la totalidad de los componentes para generar las notas de crédito o débito por ajustes, PEP calcula los precios de venta de los barriles vendidos en sus diferentes momentos, como se describe a continuación:

- Precio pronóstico: Una vez registrado el Programa de Venta de crudo (volúmenes estimados) en el sistema SAP, se aplican las fórmulas del crudo Maya, de acuerdo con el destino, y con los valores de sus componentes.
- Precio Aduanal: Cuando se generan en el SAP las "órdenes de venta" y el "instructivo de embarque", se aplica la fórmula a los volúmenes de crudo citados en los documentos de referencia, con lo que se determinan los ingresos estimados que se obtendrían por las ventas del crudo Maya en el mes.
- Precio Final: cuando termina la carga de crudo en los buquetanques, cuyos barriles entregados al cliente se registran en los formatos denominados "Bill Of Lading" (documento con el que se hace constar que recibió el crudo para ser transportado al puerto destino, a bordo de un buquetanque, bajo las condiciones acordadas entre el vendedor y el comprador), se aplica la fórmula, y PEP genera las facturas correspondientes; cabe señalar que una vez que todos los componentes de la fórmula quedan actualizados, conforme a los valores emitidos por el Platts (dos meses posteriores a la fecha de la carga), se recalcula el precio final y su afectación a la alza o baja, y se reconoce mediante notas de débito o crédito.

De las facturas y órdenes de venta seleccionadas para su revisión, se constató que los precios de venta facturados y sus ajustes se corresponden con las fórmulas aplicadas para las ventas de crudo Maya, nacionales y de exportación.

## **11. VENTA NACIONALES DE CRUDO MAYA**

De acuerdo con el "Estados de resultado integral separados de PEP", en 2018 PEP vendió a PTRI, en la Estación Nuevo Teapa, 64,464 Mbd de crudo Maya, por 75,754,091.2 miles de pesos; con el análisis de la documentación que sustenta dichas ventas, se comprobó que PEP emitió 367 facturas, por 76,886,473.9 miles de pesos, que se afectaron por 15 notas de débito en favor de PEP, por 35,707.0 miles de pesos (barriles de crudo no entregados por mantenimiento en refinerías) y 624 notas de crédito, por 1,168,089.7 miles de pesos (reclamos que realizó PTRI por incumplimientos en la calidad del crudo).

Se seleccionaron para su revisión las ventas de abril, mayo y agosto de 2018, por 24,390,008.1 miles de pesos, y se comprobó que contaron con la documentación que sustenta los volúmenes entregados a PTRI, que se indicaron en 93 facturas, emitidas por PEP, los comprobantes de entrega/recepción del crudo por ducto, firmados por PEP y PTRI, que se integraron, a su vez, por 103 reportes diarios de medición, en los que se hicieron constar los

barriles entregados, los grados API, la presión, y la temperatura, entre otros datos; cabe señalar que se observó que de tres comprobantes, en uno el volumen de crudo entregado fue mayor del facturado por 5 Mbd y los dos restantes, no contaron con los reportes diarios que sustenten la entrega de 78 y 405 Mbd, como se muestran a continuación:

Inconsistencias en la medición del crudo Maya

Miles de Barriles y Pesos

Comprobante de Entrega/Recepción	Fecha de elaboración	Volumen Facturado (A)	Volumen según Medición PATÍN-100 <sup>(1)</sup> (B)	Barriles vendidos sin sustento C=(A-B)	Monto
80463922	10/04/2018	354	360	(6)	-5,370.2
80465900	10/05/2018	490	412	78	88,810.9
80466494	22/05/2018	556	150	406	488,970.0

FUENTE: Reportes Diarios de crudo maya.

<sup>(1)</sup> PA-100: Patín de medición

En respuesta de la reunión de Resultados Finales y Observaciones Preliminares del Grupo Multidisciplinario de Coordinación de Operaciones en Materia De Aceite, GCO-SCOC de PEP, en relación con la orden de venta 80463922, proporcionó el Reporte Diario del Sistema de Medición PA-100, del 9 de abril de 2018, el Comprobante de Entrega/Recepción del 10 de abril de 2018, los correos electrónicos del 25, 23, 19 y 17 de abril de 2018, una nota informativa del 23 de abril de 2018, tres oficios del 25 y 27 de abril y 2 de mayo, todos de 2018, mediante los cuales PEP hizo constar que por una falla de comunicación en el computador de flujo PA-100C, se presentó una discrepancia entre el volumen bruto de petróleo y el Comprobante de Entrega/Recepción, por lo que mediante una factura complementaria, del 30 de abril de 2018, se realizó el ajuste comercial por 6 Mbd, que hacen un total de 360 Mbd vendidos a PTRI.

De las órdenes de venta 80465900 y 80466494, se proporcionaron los Comprobantes de Entrega/Recepción, del 10 y 17 de mayo de 2018, así como los Reportes Diarios del Sistema de Medición PA-100, del 11 y 18 de mayo de 2018, con lo que acreditan los volúmenes de crudo Maya entregados a PTRI, por 78 Mbd y 406 Mbd.

## 12. VENTAS DE CRUDO MAYA PARA SU EXPORTACIÓN

En 2018, PEP vendió a PMI CIM para su exportación, 398,905 miles de barriles de crudo Maya, por 472,251,016.7 miles de pesos, mediante 768 órdenes de venta, con puntos de carga en el Complejo Operativo Cayo Arcas, la TMDB, la embarcación FPSO "Yùum k'ak'náab", el Complejo Petroquímico Pajaritos (CPQP) y la Terminal Marítima Salina Cruz (TMSC).

De los cinco puntos de carga citados, se seleccionaron para su revisión los meses de junio, julio y septiembre de 2018, en los que se generaron 190 facturas, por 102,771 Mbd, por

135,025,824.2 miles de pesos, las cuales se sustentaron con los instructivos de Cargamento y de Embarque; los certificados de Cantidad y de Calidad que se realizaron por los laboratorios certificados por SGS de México, S.A. de C.V. (contrato 420102800), Inspectorate de México, S.A. de C.V. (420142800), Camin Cargo Control de México Coatzacoalcos, S.A. de C.V. (contrato 420142801) e Intertek Testing Services de México, S.A. de C.V. (420142802), (por dichos servicios, PEP pagó en los meses seleccionados, 2,484.6 miles de pesos); los Bill Of Lading; 280 reportes diarios consistentes en 87 de Operación, 149 de Balances de Crudo Pesado y ligero, y 22 de Existencias de Crudo y Operaciones de Carga a Buques; y 22 Recibos de Entrega, información en la que se hacen constar los barriles que se cargan en forma diaria en los buquetanques.

Asimismo, se verificaron 266 ajustes que procedieron por incumplimientos en la calidad de agua del crudo; los estados de cuenta bancarios de junio, julio y septiembre de 2018, con los cuales se comprobaron los pagos que realizó PMI CIM a PEP, por 135,025,824.2 miles de pesos, así como los registros contables correspondientes.

### 13. RECLAMOS POR CALIDAD Y VOLUMEN EN VENTAS NACIONALES

Para la revisión documental de los reclamos del crudo Maya realizados por PTRI, se revisaron 93 facturas de abril, mayo y agosto de 2018, así como 158 ajustes, que se clasificaron como se muestra a continuación:

Ajustes de Venta (Miles de pesos)			
Concepto	Facturas/ Notas	Volumen de Crudo	Total
Crudo Maya	93	21,357.434	24,390,008.2
Volumen a favor de PEP	<u>9</u>	<u>0</u>	<u>5,487.7</u>
Subtotal	102	21,357.434	24,395,495.9
Exceso de sal	78	0	-172,670.9
Agua y sedimentos fuera de parámetros	64	0	-667.0
Azufre fuera de parámetros	3	0	-97.1
Presión de Vapor de Reid fuera de parámetros	4	0	<u>-2.0</u>
Subtotal (notas de crédito a favor de PTRI)	<u>149</u>	<u>0</u>	<u>-173,437.0</u>
Total general	251	21,357.434	24,222,058.9

FUENTE: Base de datos proporcionada por la Gerencia de Operación y Control Financiero.

Con base en lo anterior, se generaron nueve notas de débito en favor de PEP, por 5,487.7 miles de pesos, por diferencias en volumen, que se originaron por mantenimientos correctivos en la refinería de Minatitlán, por fallas de energía eléctrica en la TMDB, y por estar fuera de operación las refinerías en Minatitlán y Madero. Asimismo, mediante 149 notas de crédito, por 173,437.0 miles de pesos, se autorizaron los reclamos por incumplimientos en los parámetros de calidad del crudo Maya, establecidos en el Anexo E Tabla 1 "Especificaciones de calidad de los diferentes tipos de petróleo crudo por ducto. Características de calidad", del convenio modificatorio del contrato de compraventa de petróleo crudo, del 27 de marzo de 2007, como exceso de sal, agua y sedimentos, azufre,

presión de vapor o diferencias en el volumen de crudo entregado en la Estación de Nueva Teapa.

Al respecto, la Gerencia de Comercialización de Hidrocarburos y Contratos de la Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial de PEP, emitió una nota informativa del 11 de octubre de 2019, con la que señaló que se realizó en el sistema SAP, la sistematización de los procesos comerciales del contrato de Compraventa de Petróleo Crudo, celebrado entre PEP y PTRI, Anexo I "Mecanismo de Ajustes Comerciales", referente a los reclamos que originan ajustes, por lo que con la información de insumos disponibles en el SAP, PTRI valida la determinación de los ajustes comerciales, elabora el documento contable y las notas de ajuste correspondientes, las cuales se aplican mediante el Sistema de compensación de Adeudos Interorganismos.

En respuesta de la reunión de Resultados Finales, la Subdirección de Tratamiento y Logística Primaria de PLOG emitió un oficio, del 22 de noviembre de 2019, con el que proporcionó el cuarto Convenio Modificatorio del Convenio de Coordinación Operativa, que se celebró entre PLOG y PEP, el 25 de septiembre de 2019; entre los principales acuerdos se establecieron los siguientes:

- A partir del 1° de octubre de 2019, PEP es el único responsable de la operación, recursos humanos y materiales, y equipos de las instalaciones de los procesos de Acondicionamiento y Tratamiento (incluyen todos los procesos industriales) de hidrocarburos en la TMDB.
- PEP preservará las instalaciones de la TMDB, actuando durante la operación con todo cuidado y diligencia, para evitar daños, considerando su desgaste natural.
- PEP debe cumplir con la entrega de hidrocarburos con la calidad requerida en los sistemas de medición, monoboyas de exportación, deshidratación y desalado, almacenamiento (en reposo), patines de mezclado, pozos de captación e inyección, entre otras.
- PEP supervisará y evaluará la operación de los laboratorios de control de calidad y mantendrá su acreditación y la certificación de su personal en las instalaciones.
- PLOG será responsable del almacenamiento y transporte de hidrocarburos.

Asimismo, mediante oficio del 13 de diciembre de 2019, la Gerencia de Coordinación de Operación de PEP, emitió la respuesta siguiente:

- Durante el primer trimestre de 2018, se observó que hubo un incremento en el agua congénita (asociada al crudo) contenida en las corrientes de crudo ligero y pesado, producto de los cambios en las condiciones de los yacimientos, principalmente por la declinación natural de los campos Cantarell y Ku Maloob Zap, lo que ocasionó una

reducción en los grados API, incremento de la viscosidad y en el porcentaje de sal y agua en las corrientes de crudo que llegan a la TMDB.

- Asimismo, el proceso de acondicionamiento y tratamiento de crudo se afectó por otras variables, como:
  - a) Infraestructura: Se rebasó la capacidad de la TMDB, para realizar el tratamiento de crudo pesado; los tanques requieren mantenimiento (limpieza, reparaciones, y rehabilitaciones); se rebasó la capacidad de la planta de efluentes, cuya función es separar el agua del crudo, para eliminar impurezas para utilizarla o desecharla al mar; y la falta de mantenimiento de pozos inyectoros de agua congénita (actualmente operan dos de seis).
  - b) Operación: Falta de sistema automatizado para el control de los niveles de colchones de agua en tanques, y falta de medición para controlar la inyección del agua de lavado y para la segregación de corrientes en tanques deshidratadores.
  - c) Otros: Altos inventarios de crudo (por cierre de puertos a causa de condiciones meteorológicas); derivación de corrientes de crudo extra pesado de instalaciones costa fuera a TMDB, y pérdida de contención en tanques (fuga, el 18 de octubre de 2018 en el tanque TV-5005).
- Mediante minutas de trabajos, del 23 de marzo y 24 de abril de 2018, se establecieron ocho acciones de mejora por el Grupo de Trabajo Técnico, conformado por personal operativo de PLOG y de PEP, para controlar la calidad del crudo en la TMDB, enfocadas a movimientos operativos y pruebas con productos químicos.
- Se informó que la Coordinación Operativa de la TMDB gestionó el requerimiento de proyectos para la Cartera 2020; entre otras las actividades, se les dio prioridad a las siguientes:
  1. Desarrollar la ingeniería para la conversión de dos tanques de almacenamiento en tanques deshidratadores Gun Barrel.
  2. Mantenimiento integral de tanques de la TMDB.
  3. Rehabilitación del sistema de calentamiento de crudo pesado, área 3000.
  4. Mantenimiento, limpieza y rehabilitación de los tanques de aceite recuperado de efluentes.
  5. Desarrollo de ingeniería y contratación de la obra de la planta de tratamiento de agua congénita.
  6. Mantenimiento de los sistemas de drenado automático de los tanques de almacenamiento y deshidratadores.



Con base en lo anterior, se constató que reconocen la problemática de las causas que generan la baja calidad del crudo que se vende al Sistema Nacional de Refinería y a PMI CIM para su exportación; que a partir del 1° de octubre de 2019, se estableció como único mando para la operación y mantenimiento de las instalaciones de la TMDB para los procesos de Tratamiento y Acondicionamiento de hidrocarburos a PEP; que PLOG sólo será responsable del almacenamiento y transporte de hidrocarburos; se gestionaron como proyectos de cartera a considerar para el 2020, los relativos a mejorar el equipo y las instalaciones de la TMDB, con el fin de cumplir con los parámetros de calidad especificados en los contratos que celebró PEP con PTRI y PMI CIM.

#### **14. RECLAMOS POR CALIDAD Y VOLUMEN EN LAS VENTAS PARA EXPORTACIÓN**

Respecto de las ventas de exportación de crudo Maya, se observó que en el 2018, PMI CIM realizó a PEP 40 reclamos por calidad, por el agua contenida en la mezcla de crudo entregada en la TMDB y en el CPQP, de lo cual, una vez realizados los análisis correspondientes, procedieron 29 casos, por 22,228 barriles, que afectaron mediante notas de crédito, por 27,297.6 miles de pesos, las ventas de PEP, y en 11 casos, los resultados fueron en favor de PEP, por 8,646 barriles, por 9,628.2 miles de pesos, que se ajustaron mediante notas de débito.

Al respecto, se analizaron las notificaciones de los reclamos; los reportes de carga y descarga; las minutas emitidas por los terceros (laboratorios acreditados por la Entidad Mexicana de Acreditación (EMA)); los "Reportes de Calidad", con la aplicación del "Método American Society for Testing and Materials D-4928 Karl Fisher" (procedimiento con el cual se determina la cantidad de agua en el petróleo), y los "reanálisis", ambos suscritos por los inspectores independientes, de lo que se comprobó que el cálculo de los barriles reclamados, los precios definitivos del crudo para las afectaciones contables mediante las notas crédito y débito, coinciden con los realizados por la Gerencia de Estrategias Comerciales de Hidrocarburos de PEP.

Aunado a lo anterior, se seleccionaron para su revisión los "Certificados de Calidad" de junio, julio y septiembre de 2018, emitidos por los laboratorios acreditados por la EMA; al respecto, se observó que los grados API, viscosidad, agua, sedimentos, azufre y sal del crudo Maya de 102,821 Mbd, equivalentes a 131,557,369.1 miles de pesos (al tipo de cambio de un día hábil antes de la fecha de la factura), no cumplieron con las especificaciones establecidas en el Anexo 1 "Tipos de petróleo crudo" del contrato del 1° de noviembre de 1994, formalizado entre PEP y PMI CIM; dicho contrato establece como reclamables para el cliente, sólo las diferencias en volumen o porcentajes de agua; cabe señalar que de la revisión de los demás parámetros se detectó su incumplimiento, lo cual es un referente de que no se obtiene calidad en el crudo para su exportación, conforme a lo siguiente:

Parámetros Incumplidos del Crudo Maya de Exportación						
Especificaciones	Rangos	Fuera de parámetros	Órdenes de Venta revisadas <sup>(1)</sup>	Miles de Barriles	Miles	
					de dólares	de pesos
<i>Complejo Operativo Cayo Arcas</i>				5,358	352,610.5	6,862,426.2
Viscosidad	320	609 - 1,124	14			
Agua y sedimentos	0.5	0.6 - 1.1	6			
Azufre	3.4	3.8 - 4.2	14			
Sal	50	59 - 150	14			
<i>Terminal Marítima Dos Bocas</i>				47,769	3,130,775.6	60,930,075.8
Grados API	21.0 - 22.0	21.1 - 22.6	21			
Viscosidad	320	324 - 835	100			
Agua y sedimentos	0.5	0.6 - 1.6	55			
Sal	50	51 - 182	77			
<i>Embarcación FPSO "Yuum K'ak' náab"</i>				38,861	2,558,384.9	49,835,030.6
Viscosidad	320	771 - 898	48			
Azufre	3.4	3.9 - 4.1	48			
Sal	50	51 - 86	48			
<i>Complejo Petroquímico Pajaritos</i>				6,999	463,372.5	8,937,401.5
Viscosidad	320	384 - 502	16			
Agua y sedimentos	0.5	0.6 - 1.8	7			
Azufre	3.4	3.5 - 5.5	12			
Sal	50	58 - 150	15			
<i>Terminal Marítima Salina Cruz</i>				<u>3,834</u>	<u>256,207.0</u>	<u>4,992,435.0</u>
Grados API	21.0 - 22.0	22.1 - 22.7	5			
Viscosidad	320	388 - 672	9			
Agua y sedimentos	0.5	0.6 - 1.8	8			
Azufre	3.4	3.5 - 3.8	9			
<b>Totales</b>				<b>102,821</b>	<b>6,761,350.5</b>	<b>131,557,369.1</b>

FUENTE: Facturas y Certificados de Calidad de junio, julio y septiembre de 2018, reporte de volumen a 60°F.

Tipo de Cambio de un día hábil anterior al de la fecha de la factura.

<sup>1)</sup> Una misma orden de venta puede presentar varios incumplimientos en las especificaciones, pero sólo se suma una vez.

Por otra parte, se identificó que PEP formalizó con el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) y Clariant (Mexico), S.A. de C.V., en propuesta conjunta con cuatro empresas más, los contratos plurianuales 428813886 y 648817804, vigentes en 2018, por montos máximos de 1,464,793.3 miles de pesos y 3,307,322.3 miles de pesos, respectivamente, con pagos en el ejercicio en revisión de 66,058.9 miles de pesos y 501,081.8 miles de pesos.

El contrato 648817804 se revisó en la auditoría 467-DE "Servicio Integral para el Procesamiento de Hidrocarburos en Instalaciones Marinas y Terrestres" de la Cuenta Pública 2018, y consiste en el acondicionamiento de crudo ligero y pesado (inyección de productos químicos desemulsificantes), en los pozos de producción de costa afuera. Al llegar el crudo pesado y ligero a la TMDB, PLOG realiza un segundo tratamiento para separar el agua, sedimentos, y sal, y realiza la mezcla para obtener el crudo Maya, para su posterior exportación o envió al SNR. Respecto del contrato 428813886 con el IMP, se constató que

consiste en servicios técnicos especializados, entre los cuales se encuentra el tratamiento de petróleo en ductos mediante productos químicos.

No obstante que se aplicaron los tratamientos antes citados, los reclamos por la calidad del agua fueron por un total de 200,734.6 miles de pesos.

En respuesta de la reunión de Resultados Finales, la Subdirección de Tratamiento y Logística Primaria de PLOG y la Gerencia de Coordinación de Operación de PEP, indicaron las causas de la baja por calidad del crudo y las acciones para abatirla, se respondió con la misma información y documentación con las que atendieron el Resultado 13.

## 15. EROGACIONES DE PEP POR DEMORAS

Con el análisis del "Estados de resultado integral separados", se identificó que el rubro denominado "Demoras, comisión de agentes, variaciones en precios" registró un monto por 1,275,201.5 miles de pesos, de los cuales en 2018 PEP pagó por demoras, 263,658.1 miles de pesos.

Conforme a lo establecido en la cláusula 10. "Condiciones de carga: Demoras" del contrato formalizado entre PEP y PMI CIM, PEP pagará cualquier hora o fracción por el tiempo de carga del buquetanque que exceda el tiempo permitido, a razón de la tarifa que se estipule; cabe señalar que las demoras menores de 1,000.00 dólares no serán motivo de reclamo.

Al respecto, las gerencias de Coordinación Operativa de Comercialización de Hidrocarburos y de Contratos, ambas adscritas a PEP, y la Dirección Corporativa de Finanzas de PEMEX, proporcionaron las bases de datos, denominadas "Base Datos SAP Demoras Pagadas", "NUM 6 Req 13 454\_DE\_2019 bis" y "Numeral 6 Relación de Demoras"; con su análisis, se constató que se integraron por 59 órdenes de ventas de crudo Maya con demoras reclamadas en 2017, por 2,595.1 miles de dólares, equivalentes a 52,596.0 miles de pesos (al tipo de cambio de la fecha de compensación), las cuales no se pagaron sino hasta 2018; como se muestra a continuación:

Pagos por Demoras en 2018 (Miles de pesos y dólares)			
Punto de venta	Núm. De demoras	Demoras pagadas (dólares)	Demoras pagadas (pesos)
Terminal Marítima Dos Bocas	22	1,304.9	26,471.7
Embarcación FPSO "Yuum K'ak'náab"	12	959.1	19,424.2
Complejo Petroquímico Pajaritos	12	140.7	2,836.9
Complejo Operativo Cayo Arcas	12	168.0	3,409.5
Terminal Marítima Salina Cruz	<u>1</u>	<u>22.4</u>	<u>453.7</u>
Total	59	2,595.1	52,596.0

FUENTE: Demoras de crudo maya pagadas en el ejercicio 2018.

No obstante lo anterior, PEP no proporcionó el soporte documental que acredite, entre otros aspectos, las causas, mecánica de cálculo, tarifas, fecha de arribo y amarre del barco, periodo de descarga del crudo Maya que justifiquen la procedencia de los pagos por demoras.

En respuesta de la reunión de Resultados Finales, el Grupo Multidisciplinario de Coordinación de Operaciones en Materia de Aceite, GCO-SCOC, entregó una nota informativa, del 13 de diciembre de 2019 y diversa documentación, consistente en los registros de tiempo, memorias de cálculo, los Bill Of Lading y las facturas expedidas por PMI CIM, y además, señaló que la programación diaria de los buquetanques se realiza en función de lo estipulado en el contrato de compraventa de petróleo crudo entre PEP y PMI; asimismo, señaló que dicha programación se afecta por cambios en las condiciones climáticas, lo que lleva al cierre de puertos y origina acumulación de cargamentos; o por eventos que impactan en las instalaciones (sismos, fallas en el suministro de energía, etc.), causas sobre las que no se tiene control, que originan aproximadamente el 90.0% de los reclamos por demoras marítimas.

Con el análisis de la documentación proporcionada, de 59 órdenes de ventas, se verificaron entre otras variables, el volumen de crudo Maya que cargaron las embarcaciones; el tiempo que excedieron los buquestanques para la carga; excepciones (es un porcentaje en beneficio de clientes con operaciones constantes con PEP de varios años, establecidos en el contrato, que implican modificaciones en las horas de estadía, lo que origina una monto mayor en la demora para PEP); al respecto, el mecanismo de cálculo, considerando los conceptos y valores establecidos en la cláusula 10 del contrato de referencia y el convenio modificadorio CIM-DCC-014/18, coincide con el monto de las demoras, por 52,596.0 miles de pesos, determinados por PEP; asimismo se proporcionó el "Catálogo de Causas de Demoras PEP/PMI" del 26 de mayo de 2011, que define las causas de demoras y la documentación soporte a considerar para su cálculo.

## **16. REGISTRO CONTABLE Y PRESUPUESTAL**

Con el análisis de los registros contables por los ingresos de las ventas netas nacionales de crudo Maya y ajustes, por 75,754,091.2 miles de pesos, se comprobó que se afectaron las cuentas por la provisión en la 1208 "Cuentas Intercompañías", 5101 "Ventas en el país" y el ingreso 1106 "Caja de Ingresos y Egresos Virtuales y 1208 "Cuentas Intercompañías"; las notas de débito se aplicaron con cargo en la 1208 "Cuentas Intercompañías", y abono en la 5101 "Ventas en el país", y con un efecto contrario en las mismas cuentas, tratándose de notas de crédito, con el fin de disminuir los montos por ventas nacionales; y para el registro presupuestal se afectó la posición financiera 153960589 "Ingresos por ventas de productos Interempresas" (Crudo pesado).

Respecto del registro contable de los ingresos por las ventas netas de exportación de crudo Maya, así como de los ajustes (precios y reclamos por agua y volumen), aplicados mediante notas de débito y crédito, por 472,251,016.7 miles de pesos, se comprobó que los registros contables se realizaron como se indica a continuación:

- La provisión de los ingresos, en las cuentas 1209 "Clientes extranjeros", y 5102 "Ventas de Exportación".
- Por los pagos realizados por PMI CIM, el ingreso en la cuenta 1102 "Caja y Bancos" y la cancelación del adeudo en la 1209 "Clientes extranjeros".
- Las notas de débito se aplican con cargo en la cuenta 1209 "Clientes extranjeros" y abono en la 5102 "Ventas de Exportación", y con un efecto contrario en las mismas cuentas, tratándose de notas de crédito, con el fin de disminuir los montos por ventas de exportación.
- El registro presupuestal se reconoció en la posición financiera 104980051 "Ingresos por venta de productos en el extranjero" (Crudo Maya).

Lo anterior, en cumplimiento de la normativa.

### ***Buen Gobierno***

Impacto de lo observado por la ASF para buen gobierno: Liderazgo y dirección y Controles internos.

### ***Resumen de Observaciones y Acciones***

Se determinaron 16 resultados, de los cuales, en 15 no se detectaron irregularidades y el restante generó:

1 Recomendación.

### ***Dictamen***

El presente dictamen se emite el 27 de enero de 2020, 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 que los registros de hidrocarburos para la mezcla de crudo pesado correspondan con la cuota mínima de producción establecida en su Programa Operativo, para atender su comercialización; que las ventas para exportación se realizaron conforme a las condiciones estipuladas en los contratos y que su precio se determinó con base en las disposiciones legales; asimismo, que los ingresos se registraron de acuerdo con la normativa presupuestal y contable, 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, Pemex Logística y Petróleos Mexicanos cumplieron con las disposiciones legales y normativas que son aplicables en la materia, excepto por los aspectos observados siguientes:

- Del análisis de las cifras establecidas en las "Estadísticas Petroleras", se observó que la producción de crudo pesado, ligero y super ligero, pasó de 2,154 Miles de Barriles

Diarios (Mbd) en 2016 a 1,813 Mbd, en 2018. Para enfrentar los compromisos con PTRI y PMI CIM, en 2018, PEP adquirió por 25 Mdb equivalentes a 9,273,662.6 miles de pesos a empresas que tienen formalizados contratos de producción compartida o licencia con la CNH, derivados de la Ronda 1.

- Las principales causas que originan la disminución de la producción, son: 278 campos (79.9% de 348) se catalogan como maduros, al presentar más de 30 años de producción, lo que explica su declinación natural; el cierre de pozos (abatimiento de la presión de yacimientos, baja permeabilidad, y alta salinidad), y la disminución de mantenimientos de pozos por ajuste presupuestales. Al respecto, PEP señaló las acciones operativas y presupuestales que prevé realizar para cumplir con los objetivos estratégicos para el periodo 2019-2023; no obstante, al cierre de la auditoría no se cuenta con resultados de cumplimiento de metas, ya que se trata de acciones operativas y técnicas a mediano y largo plazo, sujetas a autorizaciones presupuestales, con objeto de incorporar nuevas reservas, incrementar la producción de hidrocarburos y optimizar los costos de exploración y producción, a fin de maximizar la renta petrolera y generar valor económico al Estado.
- PTRI y PMI CIM realizaron 149 y 40 reclamos, respectivamente, por incumplimientos en la calidad del crudo (contenido de agua en el petróleo y diferencias en volumen), por lo cual se afectaron las ventas de crudo Maya, por 173,437.0 miles de pesos y 27,297.6 miles de pesos, lo que hace un total de 200,734.6 miles de pesos. Por lo anterior, el 1° de octubre de 2019, mediante convenio modificadorio se designó como único mando a PEP para la operación y mantenimiento de las instalaciones de la Terminal Marítima Dos Bocas (TMDB) (cuya responsabilidad estaba a cargo de PLOG), con el fin de lograr la calidad pactada contractualmente con los clientes, para los procesos de Tratamiento y Acondicionamiento de hidrocarburos.

***Servidores públicos que intervinieron en la auditoría:***

Director de Área

Director General

Julio Antonio Elizalde Ángeles

Estanislao Sánchez y López

***Comentarios de la Entidad Fiscalizada***

Es importante señalar que la documentación proporcionada por la entidad fiscalizada para aclarar o justificar los resultados y las observaciones presentadas en las reuniones fue analizada con el fin de determinar la procedencia de eliminar, rectificar o ratificar los

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

## ***Apéndices***

### *Procedimientos de Auditoría Aplicados*

1. Comprobar que las entidades fiscalizadas contaron con sus estatutos orgánicos actualizados, autorizados y publicados.
2. Verificar que el Manual de Organización estableció las funciones y responsabilidades de las áreas relacionadas con el objetivo de la auditoría, y que se actualizó, autorizó y difundió.
3. Verificar que los manuales de procedimientos, y demás normativa interna y externa, relacionados con la producción, disponibilidad, contratación, y comercialización de petróleo crudo, estuvieron vigentes, autorizados y difundidos.
4. Verificar que la producción de hidrocarburos, por activos (campo) y por tipo de crudo, cumplió con lo establecido en el Programa Operativo y Financiero Anual de Trabajo (POFAT) de PEP, y que dichos volúmenes de producción atendieron los requerimientos nacionales y de exportación.
5. Comprobar que las actividades operativas y administrativas para el suministro de crudo pactado para las ventas nacionales y de exportación, se realizaron conforme a los términos contractuales.
6. Comprobar que hubo sistemas de medición en los puntos de entrega de crudo para las ventas nacionales y su exportación, y contaron con el certificado de calibración, conforme a la normativa.
7. Verificar que el precio de venta de las mezclas de crudo se determinó de acuerdo con las condiciones estipuladas en los contratos y las disposiciones legales.
8. Verificar la procedencia de los reclamos que realizó P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V. a PEP, relacionados con la calidad y volumen de crudo vendido, así como las demoras que implicaron afectaciones monetarias para PEP.
9. Verificar que los ingresos por la comercialización de crudo pesado se registraron contable y presupuestalmente, de conformidad con la normativa.

### *Áreas Revisadas*

En Pemex Exploración y Producción (PEP), las subdirecciones de Producción Bloques Aguas Someras AS01, AS02, AS03 y AS04, y de Coordinación Operativa y Comercial; en Petróleos Mexicanos (Pemex), la Subdirección de Coordinación Financiera para Empresas Productivas Subsidiarias, y en Pemex Logística (PLOG), las Subdirecciones de Tratamiento y Logística Primaria y de Almacenamiento y Despacho.

### *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: Lineamientos que Regulan el Sistema de Control Interno en Petróleos Mexicano, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, sección IV "Lineamientos generales que resguardan el Sistema de Control Interno", apartado VI. "Actividades de Control", fracciones VI.3 "Actividades de Control", numeral VI.3.1 "Instrumentación de Control" y 1.3, VI.4 "Información y Comunicación", numeral 5 "Control interno contable".

### *Fundamento Jurídico de la ASF para Promover Acciones*

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

Artículo 79, fracciones II, párrafo tercero, y IV, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

Artículos 10, fracción I, 14, fracción III, 15, 17, fracción XV, 36, fracción V, 39, 40, de la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación.