

## **Pemex-Exploración y Producción**

### **Disponibilidad de Petróleo Crudo y Gas Natural**

Auditoría de Desempeño: 14-6-47T4L-07-0287

DE-178

#### ***Criterios de Selección***

Esta auditoría se seleccionó con base en los criterios cuantitativos y cualitativos establecidos en la normativa institucional de la Auditoría Superior de la Federación para la integración del Programa Anual de Auditorías para la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2014, considerando lo dispuesto en el Plan Estratégico de la ASF 2011-2017.

#### ***Objetivo***

Fiscalizar el cumplimiento del objetivo estratégico de asegurar la disponibilidad de petróleo crudo y gas natural que demanda el país.

#### ***Alcance***

La auditoría efectuada a Pemex Exploración y Producción (PEP) comprendió la revisión de los hilos conductores de “asegurar el abastecimiento de petróleo crudo y gas natural”, “generar valor económico”, así como el de “mecanismos de seguimiento, evaluación y control” en las actividades de exploración, producción y distribución de petróleo crudo y gas natural.

En el primer hilo, la revisión consistió en verificar el cumplimiento del objetivo estratégico de asegurar el abastecimiento de petróleo crudo y gas natural que demanda el país mediante la incorporación de reservas, tasa de restitución y la relación reservas-producción, así como la distribución de petróleo crudo a Pemex Refinación (PR) y a PMI Comercio Internacional, y de gas natural a Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) para su procesamiento y distribución.

En lo que refiere al hilo conductor de generar valor económico, se revisó la eficiencia operativa en el cumplimiento de las metas de producción de petróleo crudo y gas natural, de pozos exploratorios y de desarrollo perforados y terminados, el éxito exploratorio comercial, la exploración y producción en aguas profundas y shale oil y gas, la calidad de petróleo crudo y gas natural, la inversión realizada en exploración y en producción, así como los costos de descubrimiento y desarrollo.

Respecto de los mecanismos de seguimiento, evaluación y control, se realizó el análisis de la alineación de los objetivos de la Matriz de Indicadores para Resultados (MIR) de los programas presupuestarios B001 “Producción de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos”, K002 “Proyectos de infraestructura económica de hidrocarburos” y E010 “Distribución de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos” con los de la planeación de mediano plazo, la lógica horizontal y vertical, así como el seguimiento de los principales indicadores en los Informes Trimestrales sobre la Situación Económica, las Finanzas y la Deuda Pública; el control interno en las áreas relacionadas con la exploración, producción y distribución de petróleo crudo y gas natural, así como la rendición de cuentas realizada en 2014 de dichas actividades.

La auditoría se realizó de conformidad con la normativa aplicable a la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública y se utilizó la metodología establecida en los Lineamientos Técnicos de

la Auditoría Especial de Desempeño para asegurar el logro del objetivo y el alcance establecidos. Estos lineamientos son complementarios de la normativa institucional y congruentes con los Principios Fundamentales de la Auditoría de Desempeño de la INTOSAI. Los datos proporcionados por el ente fiscalizado fueron, en lo general, suficientes, de calidad, confiables y consistentes para aplicar todos los procedimientos establecidos y para sustentar los hallazgos y la opinión de la Auditoría Superior de la Federación sobre el cumplimiento de objetivos y metas de la disponibilidad de petróleo crudo y gas natural.

### **Antecedentes**

En marzo de 1938, el Gobierno de México decretó la expropiación de las propiedades de las compañías petroleras extranjeras que controlaban la explotación y aprovechamiento de los recursos del país. El 7 de junio de ese mismo año fue creado Petróleos Mexicanos como organismo descentralizado del Estado con personalidad jurídica y patrimonio propios, con objeto de efectuar todas las operaciones relacionadas con la industria petrolera como su exploración, explotación, refinación, almacenamiento y distribución en beneficio de la Nación. En 1940, con la reforma del artículo 27 Constitucional, Petróleos Mexicanos se hizo cargo de toda la industria desde las actividades de exploración hasta la venta final al consumidor.

La industria petrolera nacional cobró gran importancia a partir de la crisis petrolera internacional registrada en 1973; la exploración y explotación de petróleo crudo fueron actividades clave dentro de la industria petrolera, ya que en sólo tres años, México pasó de ser un país importador a uno exportador neto de petróleo crudo.

A partir de los ochenta, Petróleos Mexicanos se convirtió en el principal instrumento del Gobierno Federal para el ajuste macroeconómico y fiscal, al ser un importante generador de divisas y el mayor contribuyente del país con el 34.0% de los ingresos del Gobierno Federal.

A partir de 1990, Petróleos Mexicanos asumió la tarea de acelerar su transformación para hacer frente a los crecientes requerimientos del mercado nacional. Como parte de la modernización y desconcentración de funciones del sector energético, se dio un cambio de enfoque de negocios, ya que antes estaba sustentado en una orientación meramente volumétrica con miras a la autosuficiencia.

En 1992, con la publicación de la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios en el Diario Oficial de la Federación (DOF), se reestructuró la industria petrolera para crear los cuatro organismos subsidiarios de Pemex (PEP, PR, PGPB y PPQ), a fin de que se especializaran en su ramo y obtener mejores resultados. A partir de este año, Pemex Exploración y Producción (PEP) tiene a su cargo la exploración, producción y distribución de petróleo crudo y gas natural; su transporte, almacenamiento en terminales y comercialización.

Después de la reestructuración, se observó que PEP no obtuvo los resultados esperados, ya que en el periodo 1992-2000, las reservas de petróleo crudo disminuyeron en 9.9%, lo que significó una reducción de 4,374.0 millones de barriles (MMb) y las de gas natural decreció en 19.8%, al pasar de 70,046.0 a 56,154.0 miles de millones de pies cúbicos (MMMpc). La producción de petróleo crudo se canalizó en mayor medida a la exportación que a la refinación, en esos años la exportación de petróleo crudo se incrementó en 20.8% y la producción de petrolíferos disminuyó 6.2%, por lo que las importaciones de éstos

aumentaron 112.2%. En lo que respecta a la producción de gas, ésta se incrementó en 30.6%, la cual no fue suficiente para atender la totalidad de la demanda.

En 2008, entraron en vigor modificaciones a la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria que tenían por objeto eliminar el esquema PIDIREGAS en Pemex, por lo que desde 2009 se excluyó la inversión de Pemex de la meta del balance presupuestario del Gobierno Federal.

En 2008, la Secretaría de Energía realizó un diagnóstico sobre el estado operativo de los cuatro organismos subsidiarios y sus retos. Se concluyó que era necesario realizar una revisión integral del marco que regulaba la industria petrolera para lograr que ésta ofreciera una provisión más segura y eficiente de insumos energéticos, y que asegurara el abastecimiento de los derivados de hidrocarburos.

La reforma energética de 2008 no repercutió de manera positiva en los indicadores de los procesos de exploración y producción de petróleo crudo, ya que de 2009 a 2013, las reservas totales de petróleo crudo por descubrimientos disminuyeron 29.5% y las de gas natural se redujeron en 45.2%; la producción de petróleo registró un decremento de 3.1%, al pasar de 2,601.5 a 2,522.1 Mbd, debido a la declinación natural de Cantarell y a los retos operativos para aumentar la producción en otros proyectos, y la de gas natural<sup>1/</sup> se contrajo en 13.1%, de 6,534.3 a 5,678.9 MMpcd.

En el diagnóstico del Plan Nacional de Desarrollo (PND) y del Programa Sectorial de Energía (PROSENER) 2013-2018 en materia de hidrocarburos, el Gobierno Federal señaló que las reservas probadas de hidrocarburos permitirán mantener una producción de hidrocarburos a los niveles actuales por un periodo de 10 años; México posee un gran potencial petrolero que le permitirá incorporar reservas, pero representa un reto importante, debido no sólo a la limitada disponibilidad financiera y de recursos humanos, sino también a la complejidad técnica y operativa de los proyectos de exploración y producción. Asimismo, la producción nacional de gas natural ha presentado una disminución, ya que principalmente se han orientado recursos a proyectos de exploración y producción de petróleo crudo, los cuales presentan un mayor beneficio económico en comparación con los proyectos de gas natural.

Por lo anterior, el Ejecutivo Federal refrendó la política de abastecer de energía al país con precios competitivos, calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva y la estrategia de asegurar el abastecimiento de petróleo crudo y gas natural que demanda el país. Estos elementos son soportados en los objetivos establecidos en el Presupuesto de Egresos de la Federación 2014 con responsabilidad directa de PEP de incrementar el inventario de reservas por nuevos descubrimientos, incrementar la producción de hidrocarburos, aumentar y mejorar la capacidad de ejecución y optimizar las operaciones de producción y distribución.

Antes de la Reforma Energética en materia de hidrocarburos de diciembre de 2013, el Estado tenía la exclusividad de las actividades de exploración, explotación y transformación de hidrocarburos para elaborar derivados como petrolíferos y petroquímicos básicos y no básicos. Tras la Reforma, el Estado mantiene la exclusividad, pero el Estado podrá otorgar contratos tanto a Pemex como al sector privado para la exploración y extracción de hidrocarburos, así como para las actividades de transformación.

---

<sup>1/</sup> La producción no incluye nitrógeno.

El desarrollo de la industria petrolera se basa en la disponibilidad de sus reservas de hidrocarburos (petróleo crudo y gas natural); su disminución ocasiona que se reduzca la producción de estos hidrocarburos y sus derivados como son los petrolíferos, petroquímicos básicos y no básicos, y que aumenten las importaciones para atender la demanda nacional.

Conforme a los acuerdos de creación de las Empresas Productivas del Estado Subsidiarias (EPS) publicados el 28 de abril de 2015, los organismos se integran en dos divisiones, Pemex Exploración y Producción, cuyo objeto es la exploración y extracción del petróleo y de los carburos de hidrógenos sólidos, líquidos o gaseosos, y Pemex Transformación Industrial, cuyo objeto es la refinación, transformación, procesamiento, importación, exportación, comercialización, expendio al público, elaboración y venta de hidrocarburos, petrolíferos, gas natural y petroquímicos.

Los acuerdos de creación de las EPS y filiales entrarán en vigor una vez que se hayan realizado las gestiones administrativas necesarias para dar inicio a las operaciones de éstas; una vez concluidas dichas gestiones, se dará aviso al Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, a efecto de que emita la declaratoria de entrada, la cual deberá emitirse en un plazo no mayor de 180 días naturales (24 de noviembre de 2015).

Las funciones que tenía a su cargo PEP fueron distribuidas conforme al nuevo arreglo organizacional, parte de las actividades quedaron en la Empresa Productiva Subsidiaria de Exploración y Producción y en dos Filiales, la primera de Perforación y Servicio, cuyo objeto es proveer servicios de perforación, terminación y reparación de pozos, así como la ejecución de los servicios y pozos, y la segunda filial Pemex Logística cuyo objeto es prestar el servicio de transporte y almacenamiento de hidrocarburos.

Las acciones derivadas de la auditoría serán atendidas por Petróleos Mexicanos, ya que, de conformidad con el artículo 70 de la Ley de Petróleos mexicanos y el artículo 9 del Estatuto Orgánico de Pemex, en tanto no queden debidamente transformadas la empresas subsidiarias corresponde a la Dirección General de Pemex proponer a su Consejo de Administración qué empresas deben atender asuntos pendientes con autoridades fiscalizadoras.

### **Resultados**

#### **1. Potencial petrolero**

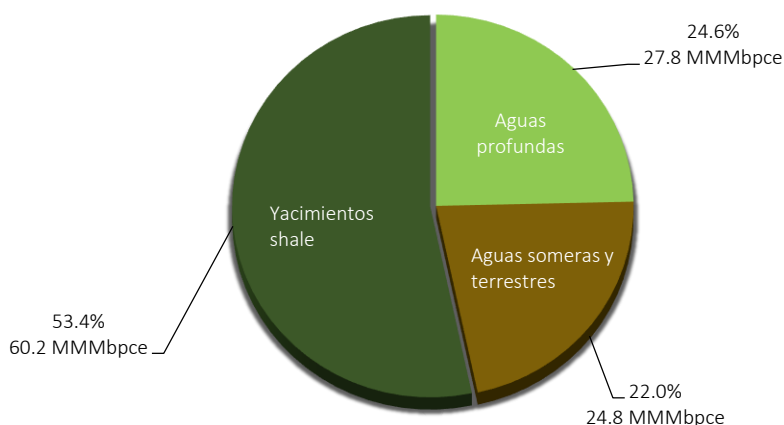
El resultado se dividió en dos apartados: en el primero, se analizó la evaluación de los recursos prospectivos, y en el segundo, la evaluación de los recursos contingentes.

##### **a) Evaluación de recursos prospectivos**

Se corroboró que en 2014, PEP implementó procedimientos y metodologías para el registro y evaluación de los recursos prospectivos. Asimismo, se verificó que en 2014 el volumen estimado de recursos prospectivos fue el siguiente:

RECURSOS PROSPECTIVOS, 2014  
(Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente)

Total: 112.8 MMMbpce



FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada con los oficios núm. PEP-SAF-GCG-1520-2015 del 24 de julio de 2015 y PEP-DDP-SAF-GCG-1632-2015 del 10 de agosto de 2015.

MMMbpce: Miles de millones de petróleo crudo equivalente.

El organismo informó que el volumen de recursos prospectivos en 2014 fue el mismo que en 2013, ya que la Comisión Nacional de Hidrocarburos cambia los registros cuando existe una variación significativa o relevante en su estimación. Con la revisión de los reportes del volumen de los recursos prospectivos y de la Base de Datos de Plays, se verificó que PEP realizó la evaluación de los recursos prospectivos y que al 31 de diciembre de 2014 alcanzó 112.8 miles de millones de petróleo crudo equivalente (MMMbpce), los cuales se dividieron en yacimientos no convencionales, cuya estimación es de 60.2 MMMbpce y con una participación de 53.4%; los yacimientos no convencionales se dividieron en recursos prospectivos en aguas profundas de 27.8 MMMbpce con una participación de 24.6% y aguas someras y terrestres de 24.8 MMMbpce con una participación de 22.0%.

A partir de la década del 2000, se inició el análisis y diseño de la metodología de evaluación de recursos prospectivos; sin embargo, la implementación de dicha tecnología se llevó a cabo durante la segunda mitad de esa década, por lo que a partir de 2008 se contó con el registro de los recursos prospectivos, los cuales se muestran a continuación:

**VOLUMEN ESTIMADO DE RECURSOS PROSPECTIVOS, 2008-2014**  
(Miles de millones de petróleo crudo equivalente)

Concepto	Años							Variación %
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
Volumen Total (a)=b+c	53.8	52.3	50.5	50.5	54.5	112.8	112.8	109.7
Recursos convencionales (b)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	52.6	52.6	0.0
Recursos no convencionales (c)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	60.2	60.2	0.0

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en información proporcionada con los oficios PEP-SAF-GCG-1520-2015 y PEP-DDP-SAF-GCG-1632-2015 del 24 de julio y 10 de agosto de 2015.

n.a. No aplica.

En el periodo 2008-2014, el volumen estimado de recursos prospectivos aumentó 109.7% al pasar de 53.8 a 112.8 MMMbpce, debido a que a partir de 2010 se inició la perforación de pozos en yacimientos de aceite y gas en lutitas en el play Eagle Ford de la Provincia Burro Picacho y en 2013 se continuó con las evaluaciones del play no convencional de aceite y gas en lutitas en la Cuenca de Burgos y Sabinas, y la del potencial de aceite en aguas profundas del Cinturón Plegado Perdido y en la provincia Salina del Bravo, yacimientos en los que se encuentran la mayor parte de los recursos prospectivos, lo que permitió dar mayor certidumbre a la estimación del volumen de recursos prospectivos.

**b) Recursos Contingentes**

Los volúmenes de recursos contingentes son la relación histórica total de años anteriores con corte al 31 de diciembre de 2014.

En 2014, PEP registró los siguientes recursos contingentes de petróleo crudo:

**VOLUMEN ESTIMADO DE RECURSOS CONTINGENTES DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE**  
(Miles de barriles de petróleo crudo equivalente)

Región	Volumen
Marina Suroeste	63,340.0
Norte	119,664.4
Sur	18,100.0
Total	201,104.4

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada con los oficios núm. PEP-SAF-GCG-1520-2015 y PEP-DDP-SAF-GCG-1632-2015 del 24 de julio y 10 de agosto de 2015.

De acuerdo con los reportes del volumen de los recursos contingentes, se verificó que PEP realizó la evaluación de estos recursos y que, al 31 de diciembre de 2014, alcanzó un volumen estimado de 201,104.4 miles de barriles de petróleo crudo equivalente, como resultado de la exploración en 23 campos de las regiones Marina Suroeste, Norte y Sur. El organismo informó que la estimación de recursos contingentes se realizó como resultado de la evaluación

continua de la acumulación de hidrocarburos identificada por la perforación de los pozos exploratorios, por lo que si los volúmenes evaluados no son comercialmente explotables se clasifican como recursos contingentes; de lo contrario, si los volúmenes evaluados son económicamente viables entonces se consideran como reservas de hidrocarburos, y se clasifican en probadas, probables o posibles.

## 2. Incorporación de reservas de hidrocarburos

Con el análisis de los reportes de incorporación de reservas de petróleo crudo y la revisión de la Base de Datos Institucional, se verificó que, en 2014, PEP incorporó un volumen de reservas totales por descubrimientos de 837.2 MMbpce de petróleo crudo equivalente, resultado inferior en 29.1% respecto de volumen mínimo de 1,180.0 MMbpce. De las cuales 85.2 MMbpce (10.2%) fueron reservas probadas; 88.9 MMbpce (10.6%) reservas probables, y 663.1 MMbpce (79.2%) reservas posibles, como se muestra a continuación:

INCORPORACIÓN DE RESERVAS TOTALES DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE,  
PETRÓLEO CRUDO Y GAS NATURAL, 2014

Tipo de reserva y yacimiento	Programadas	Incorporadas	Participación (%)	Diferencia %
Petróleo crudo equivalente (MMbpce)				
Reservas Totales	1,180.0 Mín. 1,380.0 Máx.	837.2	100.0	(29.1) (39.3)
Probadas	n.a.	85.2	10.2	
Probables	n.a.	88.9	10.6	
Posibles	n.a.	663.1	79.2	
Petróleo crudo (MMb)				
Reservas Totales	n.a.	197.6	100.0	
Probadas	n.a.	64.0	32.4	n.a.
Probables	n.a.	50.3	25.5	
Posibles	n.a.	83.3	42.1	
Gas Natural (MMMpc)				
Reservas Totales	n.a.	3,177.8	100.0	
Probadas	n.a.	98.0	3.1	n.a.
Probables	n.a.	197.1	6.2	
Posibles	n.a.	2,882.7	90.7	

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información proporcionada con el oficio núm. PEP-SAF-GCG-572-2015 y PEP-SAF-GCG-1520-2015 del 24 de marzo y 24 de julio de 2015.

MMbpce: Millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

MMb: Millones de barriles.

MMMpc: Miles de millones de pies cúbicos.

La variación respecto del volumen mínimo y máximo se debió a que PEP sólo terminó 14 de los 49 pozos exploratorios programados, ya que la perforación de los pozos fue diferida por espera de autorización del proyecto de aceite y gas en lutitas, así como por pozos improductivos invadidos de agua salada.

En 2014, PEP incorporó un volumen total de 197.6 MMb reservas totales de petróleo crudo, de los cuales el 32.4% fueron probadas, el 25.5% probables y el 42.1% posibles. Respecto del gas natural, se incorporaron 3,177.8 MMMpc de reservas totales, de los cuales el 3.1% fueron probadas, el 6.2% probables y el 90.7% posibles.

Para determinar el comportamiento de la incorporación de reservas por descubrimientos de petróleo crudo equivalente, petróleo crudo y gas natural se revisaron los resultados registrados durante el periodo 2000-2014, los cuales se detallan en la tabla siguiente:

INCORPORACIÓN DE RESERVAS TOTALES POR DESCUBRIMIENTOS DE  
PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE, PETRÓLEO CRUDO Y GAS NATURAL, 2000-2014

Años	Petróleo crudo equivalente (MMbpce)	Petróleo crudo (MMb)	Gas natural (MMMpc)
2000	157.6	781.6	313.4
2009	1,774.0	1,008.1	3,733.0
2010	1,437.7	877.8	2,724.0
2011	1,461.1	1,011.0	2,134.2
2012	1,731.3	850.9	4,059.3
2013	1,163.0	711.1	2,046.3
2014	837.2	197.6	3,177.8
Variación %			
2009-2000	1,025.6	29.0	1,091.1
2014-2009	(52.8)	(80.4)	(14.9)

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información proporcionada con el oficio núm. PEP-SAF GCG-1520-2015 del 24 de julio de 2015.

MMbpce: Millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

MMb: Millones de barriles.

MMMpc: Miles de millones de pies cúbicos.

El organismo informó que en 1994 las agrupaciones técnicas Society of Petroleum Engineers (SPE) y el World Petroleum Council (WPC) comenzaron la revisión de las definiciones de reservas, criterios y lineamientos para calcularlas; en 1997 aprobaron los lineamientos y en 2000 Petróleos Mexicanos realizó el primer reporte de reservas incorporadas alineado a los criterios de la SPE y de la WPC; por lo que la ASF determinó realizar el análisis de la incorporación de reservas a partir de 2000.

En el periodo de análisis las reservas totales descubiertas de petróleo crudo equivalente mostraron dos comportamientos, de 2000 a 2009 se registró un aumento de 1,025.6% al pasar de 157.6 a 1,774.0 MMbpce. Este comportamiento se debió a que se realizaron descubrimientos en la porción marina de la cuenca del sureste, principalmente en los pozos Pit-DL1, Ayatsil DL1 y Kambesah-1 de la Región Marina Noreste que aportaron el 54.9% (813.5 MMbpce) de las reservas en 2009.

El segundo comportamiento se caracterizó por una disminución de 52.8%, al pasar de 1,774.0 MMbpce en 2009 a 837.2 MMbpce en 2014; debido a que el organismo modificó su estrategia



exploratoria, la cual se dirigió hacia la exploración en aguas profundas, donde los campos descubiertos no habían incorporado reservas. Asimismo, la disminución en la perforación y terminación de pozos exploratorios de 78.9% y 81.3%, respectivamente, en el periodo de análisis, afectó en el decremento de la incorporación de reservas.

Respecto del comportamiento de la incorporación de reservas de petróleo crudo de 2000 a 2009 se incrementó en 29.0%, a partir de ese año disminuyó 80.4%, al pasar de 1,008.1 a 197.6 MMb en 2014. En relación con la incorporación de reservas de gas natural, registraron un aumento de 1,091.1% de 2000 a 2009, para 2014 éstas disminuyeron en 14.9%.

#### 14-6-47T4I-07-0287-07-001 **Recomendación al Desempeño**

Para que la Dirección General de Petróleos Mexicanos exponga a su Consejo de Administración las razones por las cuales no se alcanzó la meta en la incorporación de reservas de hidrocarburos por nuevos descubrimientos y, con base en los resultados se tomen las decisiones para programar las acciones pertinentes, a fin de que las actividades de exploración permitan incrementar la incorporación de reservas y la producción de petróleo crudo y gas natural, para asegurar el abastecimiento que demanda el país, con objeto de dar cumplimiento al artículo 45 de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, la estrategia 4.6.1 y la tercera línea de acción del Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018 y al objetivo 1 del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2014-2018, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados.

#### **3. Tasa de restitución de reservas de hidrocarburos**

En 2014, PEP registró una tasa de restitución de reservas probadas de 67.4%, valor menor que el límite inferior aceptable programado por el organismo, debido a la reducción en las actividades de desarrollo de campos, donde se terminaron 785 pozos de desarrollo, 416 pozos menos que los 1,201 pozos de 2013, esto generó que en tres de las cuatro regiones productivas de PEP se tuvieran reclasificaciones a reservas probadas inferiores a la producción extraída.

La tasa de restitución de reservas probadas de petróleo crudo y gas natural fueron de 88.6% y 47.2%, respectivamente, como resultado de la incorporación de reservas probadas reclasificadas.

Para determinar el comportamiento de la restitución de reservas probadas de petróleo crudo equivalente, petróleo crudo y gas natural se analizaron los resultados observados en el periodo 2000-2014, los cuales se detallan en la tabla siguiente:

TASA DE RESTITUCIÓN DE RESERVAS PROBADAS DE  
PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE, PETRÓLEO CRUDO Y GAS NATURAL, 2000-2014  
(Porcentajes)

Años	Petróleo crudo equivalente	Petróleo crudo	Gas natural
2000	(1.4)	5.0	1.5
2004	22.7	19.6	81.6
2008	71.8	119.2	83.1
2010	85.8	72.5	119.6
2012	104.3	105.2	93.6
2014	67.4	88.6	47.2
Variación absoluta			
	2004-2008	2008-2014	2010-2014
	49.1 p.p.	(30.6) p.p.	(72.4) p.p.
	2008-2012		
	32.5 p.p.		
	2012-2014		
	(36.9) p.p.		

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información proporcionada con los oficios núm. PEP-SAF-GCG-572-2015 y PEP-SAF-GCG-1520-2015 del 6 de marzo y 24 de julio de 2015.

Nota: Los reportes de la tasa de restitución de reservas se comenzaron a realizar a partir del 2000, de acuerdo con los criterios de la SPE y WPE. Los reportes de la tasa de restitución de reservas de petróleo crudo y de gas natural de 2000 y 2002 se realizaron con los reportes de reservas por descubrimientos.

p.p.: Puntos porcentuales.

Con la revisión de los reportes de la tasa de restitución de reservas probadas a partir del año 2000, se verificó que la tasa de restitución de reservas tuvo tres comportamientos: en los primeros tres años de registro, la tasa fue negativa debido a que la reclasificación de reservas también lo fue porque los resultados de los pozos exploratorios en esos años no fueron exitosos, por lo que se redujeron las reservas incorporadas. De 2004 a 2008 la tasa de restitución de reservas de petróleo crudo equivalente creció 49.1 puntos porcentuales, debido a una reducción en la producción y a un aumento de la reclasificación de reservas probadas. De 2008 a 2012, la tasa de restitución de reservas registró un crecimiento de 32.5 puntos porcentuales, al pasar de 71.8% a 104.3%, este último dato fue la tasa de restitución más elevada en todo el periodo de análisis y se debió a que las reservas probadas reclasificadas fueron también las más altas con 1,411.2 MMbpce. A partir de 2012, la tasa de restitución de reservas de petróleo crudo equivalente disminuyó 36.9 puntos porcentuales, por una reducción de las reservas probadas reclasificadas.

En relación con la tasa de restitución de reservas probadas de petróleo crudo, en 2008 se alcanzó la mayor reposición de reservas de 119.2%, como resultado de un incremento en las reservas probadas reclasificadas. De 2008 a 2014, la tasa de restitución disminuyó 30.6 puntos porcentuales. Asimismo, la tasa de restitución de reservas probadas de gas natural registró un decremento de 72.4 puntos porcentuales de 2010 a 2014.

#### 14-6-47T4I-07-0287-07-002 **Recomendación al Desempeño**

Para que la Dirección General de Petróleos Mexicanos exponga a su Consejo de Administración las razones por las cuales no se alcanzó la meta en la tasa de restitución de

reservas probadas de hidrocarburos y, con base en ello se tomen las decisiones para programar las acciones pertinentes a fin de que las actividades de exploración permitan restituir el 100.0% de las reservas de hidrocarburos, para asegurar el abastecimiento que demanda el país, con objeto de dar cumplimiento al artículo 45 de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y en la primera línea de acción del tema 13 de la Estrategia Nacional de Energía 2013-2027, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados.

#### 4. Relación reservas-producción

De acuerdo con las estimaciones de PEP, en 2014, las reservas totales de petróleo crudo equivalente alcanzarán para 29.0 años, y al ritmo de explotación actual, se prevé que las reservas probadas se agotarán en 10.1 años, en el caso de que no se incorporen reservas en los próximos años. En este último supuesto, las reservas probadas de petróleo crudo alcanzarían 11.0 años, mientras que las de gas natural sólo 6.4 años.

El comportamiento de la relación reservas totales-producción de 2000 a 2014, se detalla en la tabla siguiente:

RELACIÓN RESERVAS PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE, PETRÓLEO CRUDO Y GAS NATURAL, 2000-2014				
(Años)				
Años	Concepto	Petróleo crudo equivalente	Petróleo crudo	Gas natural
2000	Totales	38.2	37.7	45.8
	Probadas	22.2	22.4	25.3
2002	Totales	33.2	33.0	42.8
	Probadas	13.3	19.3	24.1
2004	Totales	29.1	26.9	38.2
	Probadas	11.0	10.4	12.2
2006	Totales	28.0	26.9	32.3
	Probadas	9.6	9.3	9.7
2008	Totales	30.0	30.3	23.8
	Probadas	9.9	10.2	7.0
2010	Totales	31.1	32.5	23.9
	Probadas	10.0	10.8	6.8
2012	Totales	32.9	33.0	27.1
	Probadas	10.2	10.8	7.3
2014	Totales	29.0	29.1	23.0
	Probadas	10.1	11.0	6.4
Variación Absoluta				
2000-2014	Totales	(9.2)	(8.6)	(22.8)
	Probadas	(12.1)	(11.4)	(18.9)

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información proporcionada con los oficios núms. PEP-SAF-GCG-572-2015 y PEP-SAF-GCG-1520-2015 del 6 de marzo y 24 de julio de 2015.

En el periodo 2000-2014, las reservas totales de petróleo crudo equivalente disminuyeron 9.2 años y las probadas en 12.1 años. Las reservas probadas de petróleo crudo decrecieron 11.4 años; sin embargo, la mayor disminución se registró en las reservas totales y probadas de gas natural, en 2000 alcanzaban para 45.8 y 25.3 años, respectivamente, mientras que en 2014 sólo para 23 y 6.4 años. El organismo informó que un factor que afectó la relación reservas producción fue la disminución en la terminación de pozos de desarrollo aunado a que la actividad exploratoria se enfocó en definir el potencial petrolero en cuencas donde los tirantes de aguas son profundos y ultraprofundos y en yacimientos de aceite y gas en lutitas, lo que ocasionó un alto grado de incertidumbre en la búsqueda de yacimientos.

Cabe señalar que en 15 años las reservas probadas de petróleo crudo equivalente se redujeron en 12.1 años, lo que demuestra que, en el periodo 2000-2014, las acciones de exploración incorporaron el 19.5% de lo extraído durante el periodo.

#### 14-6-47T4I-07-0287-07-003 **Recomendación al Desempeño**

Para que la Dirección General de Petróleos Mexicanos exponga a su Consejo de Administración el análisis de realizar estudios enfocados en mejorar la recuperación y obtención de petróleo crudo en los yacimientos, y con base en los resultados se tomen las decisiones para proponer las estrategias y acciones pertinentes, a fin de incrementar las reservas probadas y sustentar la producción en el mediano y largo plazos, con objeto de dar cumplimiento a la primera línea de acción del tema estratégico 13 de la Estrategia Nacional de Energía 2013-2027, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados.

#### **5. Estudios de sísmica bidimensional y tridimensional**

Se constató que, en 2014, los estudios de sísmica bidimensional (2D) y tridimensional (3D) registraron cumplimientos de 114.6% y 650.5%, respectivamente, al realizar 169.7 km y 4,513.9 km<sup>2</sup> más que lo programado. Respecto de la sísmica bidimensional, PEP informó que en las Cuencas del Sureste se realizaron estudios adicionales para fortalecer el modelo estructural y estratigráfico, a fin de constatar la distribución de los plays establecidos e identificar nuevas oportunidades existentes; asimismo, en la Cuenca de Veracruz se adquirieron más estudios para acelerar la evaluación de los campos recién descubiertos: Gasífero, Bedel y Eltreinta, así como para evaluar el potencial petrolero del play Cretácico Medio e Inferior y fortalecer el modelado geológico y geoquímico para dar soporte de localizaciones exploratorias con objetivo profundo.

En relación con la adquisición de sísmica tridimensional, el cumplimiento de 650.5% se debió a que el organismo adquirió el cubo sísmico Centauro 3D en la porción norte del Golfo de México Profundo, en la Provincia Cinturón Plegado Perdido, se descubrieron grandes yacimientos como el Trión-1, Maximino-1 y Supremus-1 con una reserva aproximada de 1,000.0 MMbpce, por lo que fue necesaria la adquisición sísmica para dar certidumbre al volumen descubierto y fortalecer la caracterización y delimitación de los pozos.

Para determinar el comportamiento de los estudios de sísmica 2D y 3D, se revisaron los resultados registrados en el periodo 1992-2014, los cuales se presentan en la tabla siguiente:

ESTUDIOS DE SÍSMICA BIDIMENSIONAL Y TRIDIMENSIONAL, 1992-2014		
Años	Estudios de sismica	
	Bidimensional (Km)	Tridimensional (km <sup>2</sup> )
1992	18,182.0	416.0
1994	33,092.0	1,653.0
1999	9,612.2	6,829.6
2000	4,471.6	5,420.0
2001	3,460.7	3,092.6
2002	17,985.9	16,069.3
2003	3,182.3	29,258.6
2004	11,689.1	26,379.3
2005	3,677.7	7,268.2
2006	2,171.6	2,742.9
2007	1,121.0	11,848.9
2008	7,511.7	12,163.2
2009	18,032.1	18,286.9
2010	2,355.8	24,778.0
2011	3,388.3	44,288.0
2012	3,505.2	26,532.8
2013	3,646.0	15,062.8
2014	1,329.7	5,333.9
Variación		
2009-2014	(92.6)	
2011-2014		(88.0)

FUENTE:Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en información proporcionada con el oficio núm. PEP-SAF-GCG-572-2015 del 24 de marzo de 2015.

Del periodo 1992 a 2014, se determinó que el organismo realizó estudios de sismica para dar mayor certidumbre a las estimaciones de volúmenes de hidrocarburos recuperables. En relación con los estudios de sismica 2D, en 1992, 1994, 2002, 2004 y 2009 se registró la mayor adquisición de estudios, debido a que en 1992 y 1994 el organismo se propuso adecuar e implementar sismología estratigráfica en la Cuenca Tampico Misantla para definir la geometría de cuerpos arenosos susceptibles de servir como rocas almacenadoras, a fin de obtener datos sísmicos de pozos, por lo que se adquirió e instaló un equipo en el Centro de Procesado Sísmico; en 2002, existió una mayor disponibilidad de recursos para inversión, por lo que el organismo realizó un levantamiento sismológico sin precedentes, lo que ocasionó que se terminaran 459 pozos, 55 de exploración y 404 de desarrollo. En 2004, PEP puso en marcha nuevos proyectos de desarrollo como Ku-Maloob-Zaap, Crudo Ligerero Marino y Lankahuasa, así como Cantarell con la finalidad de incorporar nuevas reservas e incrementar la producción de hidrocarburos, por lo que fue necesario incrementar la adquisición sísmica.

En 2009, se registró la mayor cantidad de estudios de sismica bidimensional y a partir de ese año se redujeron en 92.6%, al pasar de 18,032.1 a 1,329.7 kilómetros, debido a que el organismo contrató por cinco años un barco dedicado a fortalecer la propuesta de localizaciones exploratorias en aguas profundas.

En relación con la sísmica 3D, la mayor adquisición del periodo se realizó en 2011, con 44,288.0 km<sup>2</sup>, debido a que en ese año entró en operación un barco para aguas profundas, en los proyectos Área Perdido, Golfo de México B, Golfo de México Sur y Cuichapa. Sin embargo, a partir de ese año disminuyeron los estudios en 86.0%.

Cabe mencionar que la adquisición sísmica 2D y 3D obtenida a partir de 2009 permitió mayor certidumbre en la estimación del volumen de recursos prospectivos, lo cual se reflejó en el aumento de 109.7% de estos recursos, como se puede observar en el resultado 1 de este informe.

## 6. Exploración en yacimientos convencionales y no convencionales

Se comprobó que, en 2014, PEP incorporó un volumen total de 837.2 MMbpce, cifra inferior en 37.0% respecto del límite mínimo del rango establecido que fue de 1,328.0 MMbpce, de las cuales el 65.7% (550.3 MMbpce) fueron de yacimientos en aguas profundas del Golfo de México, el 19.5% (163.4 MMbpce) de aguas someras y terrestres y el 14.8% (123.5 MMbpce) de shale, como se muestra a continuación:

### VOLUMEN DE RESERVAS TOTALES INCORPORADAS PROVENIENTES DE YACIMIENTOS EN AGUAS SOMERAS, ÁREAS TERRESTRES, AGUAS PROFUNDAS Y LUTITA, 2014

(Millones de barriles de petróleo crudo equivalente)

Tipo de yacimiento	Reservas Programadas a incorporar	Incorporadas	Variación (%)	Participación (%)
Volumen total	1,380.0 Máx. 1,328.0 Mín.	837.2	(37.0) Respecto del volumen mínimo	100.0
Aguas profundas	552.0 Máx. 545.0 Mín.	550.3	1.0 Respecto del volumen mínimo	65.7
Aguas someras y áreas terrestres	680.0 Máx. 635.0 Mín.	163.4	(74.3) Respecto del volumen mínimo	19.5
Shale	148.0	123.5	(16.6)	14.8

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en información proporcionada con el oficio núm. PEP-SAF-GCG-572-2015 y PEP-SAF-GCG-1520-2015 del 24 de marzo y 24 de julio de 2015.

MMbpce: Millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Con la exploración en aguas profundas se obtuvo un volumen de 550.3 MMbpce, cifra superior en 1.0%, del límite mínimo del rango establecido.

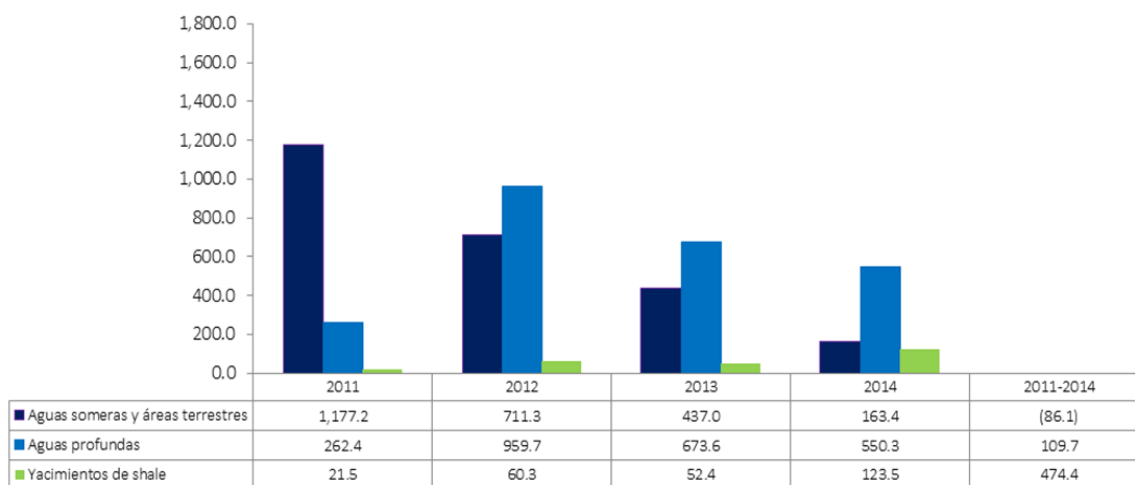
Las reservas procedentes de aguas someras y áreas terrestres fueron de 163.4 Mmbpce, resultado inferior en 74.3% respecto del límite mínimo del rango programado de 635.0 MMbpce, debido a que no se exploraron todos los pozos que se programaron, por resultar improductivos e invadidos de agua salada y diferidos por espera de autorización del proyecto de aceite y gas en lutitas.

Con la exploración en yacimientos de shale, se obtuvo un volumen de 123.5 MMbpce, volumen inferior en 16.6%, del límite mínimo del rango propuesto. De acuerdo con información proporcionada por PEP, no se perforaron los pozos exploratorios que se programaron porque la Comisión Nacional de Hidrocarburos dictaminó no favorable el Proyecto de Aceite y Gas en lutitas el 24 de marzo de 2014, ya que el organismo no mostró

las capacidades técnicas, operativas, humanas, ni las inversiones necesarias para realizar el proyecto; asimismo, no jerarquizó, delimitó ni acotó las zonas prioritarias, y no hizo una descripción de las tecnologías que serían empleadas en la exploración de ese tipo de plays. Cabe mencionar que en 2014 se invirtió en este proyecto 325,477.9 miles de pesos.

Para determinar el comportamiento de estas actividades en el periodo 2000-2014, se revisaron los resultados registrados, los cuales se detallan en la gráfica siguiente:

VOLUMEN DE RESERVAS TOTALES INCORPORADAS PROVENIENTES DE YACIMIENTOS EN AGUAS SOMERAS, ÁREAS TERRESTRES, AGUAS PROFUNDAS Y LUTITA, 2000-2014  
(Millones de barriles de petróleo crudo equivalente)



FUENTE:Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en información proporcionada con el oficio núm. PEP-SAF-GCG-572-2015 del 24 de marzo de 2015.

De 2011 a 2014, la incorporación de reservas en yacimientos de aguas someras y áreas terrestres se contrajo en 86.1%, al pasar de 1,177.2 a 163.4 MMbpce, ya que comenzó la incorporación de reservas derivada de la exploración en aguas profundas del Golfo de México y, en menor medida, en yacimientos shale.

En el periodo de análisis, el volumen de reservas proveniente de aguas profundas se incrementó en 109.7%, al pasar de 262.4 a 550.3 MMbpce, debido a que, a partir de 2010, el organismo modificó su estrategia exploratoria, la cual se enfocó en yacimientos ubicados en aguas profundas, la cual no obtuvo los resultados esperados, ya que la incorporación de reservas en este tipo de yacimientos disminuyó 42.7% respecto de 2012, año en que se registraron los mayores descubrimientos por 959.7 MMbpce.

La exploración en los yacimientos de shale inició en septiembre de 2010 con la perforación del pozo emergente 1, que fue el primer pozo que evaluó el concepto de aceite y gas en lutitas en la cuenca de Burgos, el cual terminó su perforación en 2011 y resultó productor de gas seco. A partir de ese año el volumen de reservas incorporadas en estos yacimientos aumentó 474.4% al pasar de 21.5 a 123.5 MMbpce.

**14-6-47T4I-07-0287-07-004 Recomendación al Desempeño**

Para que la Dirección General de Petróleos Mexicanos exponga a su Consejo de Administración las razones por las cuales no se alcanzó la meta en la incorporación de reservas de hidrocarburos provenientes de aguas profundas y, con base en ello se tomen las decisiones para programar las acciones pertinentes, a fin de cumplir con oportunidad y eficiencia las metas previstas en la materia, con objeto de dar cumplimiento al artículo 45 de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados.

Efecto Esperado: Fortalecer los mecanismos de operación en términos de eficacia, eficiencia y economía.

**7. Pozos exploratorios perforados y terminados**

Los resultados y el análisis de 2014 se dividió en dos apartados: perforación de pozos exploratorios y terminación de pozos exploratorios:

**a) Perforación de pozos exploratorios**

Se constató que, en 2014, PEP perforó 22 de los 70 pozos exploratorios, cifra inferior en 68.6% respecto de lo programado, debido principalmente a que en la región Norte sólo se perforaron 8 de los 46 pozos programados, porque no se dictaminó favorable el Proyecto Aceite y Gas en lutitas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, responsable de emitir los permisos para autorizar la perforación de los pozos exploratorios.

El comportamiento de la perforación de pozos exploratorios del periodo 1992-2014, se muestra en la tabla siguiente:

PERFORACIÓN DE POZOS EXPLORATORIOS POR REGIÓN PRODUCTORA, 1992-2014

(Pozos)

Año / Región	Norte	Sur	Marina Noreste	Marina Suroeste	Total
1992	17	9	3	9	38
2004	67	9	9	20	105
2014	8	4	3	7	22
Variación %					
2004-1992	294.1	0.0	200.0	122.2	176.3
2014-2004	(88.1)	(55.6)	(66.7)	(65.0)	(79.0)

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información proporcionada con el oficio núm. PEP-SAF-GCG-572-2015 del 24 de marzo de 2015.

Durante el periodo 1992-2004, la perforación de pozos exploratorios incrementó en 176.3%, al pasar de 38 a 105 pozos perforados, lo que significó 67 pozos más que lo registrado en 1992, debido a que el organismo puso en marcha nuevos proyectos de desarrollo como Ku-Maloob-Zaap, Crudo Ligero Marino y Lankahuasa y a que continuó con el proyecto integral de



Cantarell, el cual ha sido el yacimiento petrolero más importante del país. Estos y otros proyectos permitieron alcanzar producciones históricas de petróleo crudo y de gas natural.

No obstante, en el periodo 2004-2014 se registró un decremento de 79.0% en la perforación de pozos exploratorios, al pasar de 105 a 22 pozos, debido a que se redujo la perforación de pozos terrestres en la región norte pasando de 67 a 8 pozos, lo que significó una disminución de 88.1%. Además, la perforación se enfocó en campos con profundidades entre 4,500 y 6,900 metros, que implican pozos con geología más compleja y condiciones de alta presión y temperatura, lo que lleva más tiempo de perforación (alrededor de un año por pozo), lo cual repercutió en el decremento de pozos.

#### b) Terminación de pozos exploratorios

Se verificó que, en 2014, PEP terminó 24 pozos exploratorios, cifra inferior en 64.2% respecto de lo programado, debido a que 29 pozos no se concluyeron, ya que el Proyecto Aceite y Gas en lutitas (yacimientos no convencionales) fue dictaminado no favorable por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, responsable de autorizar la perforación de los pozos exploratorios.

En lo que se refiere al periodo 1992-2014, el comportamiento de la terminación de pozos exploratorios, se muestra en la gráfica siguiente:

TERMINACIÓN DE POZOS EXPLORATORIOS POR REGIÓN PRODUCTORA, 1992-2014  
(Pozos)

Año / Región	Norte	Sur	Marina Noreste	Marina Suroeste	Total
1992	17	12	6	6	41
2004	69	6	7	21	103
2014	11	5	2	6	24
Variación %					
2004-1992	305.9	(50.0)	16.7	250.0	151.2
2014-2004	(84.1)	(16.7)	(71.4)	(71.4)	(76.7)

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información proporcionada con el oficio núm. PEP-SAF-GCG-572-2015 del 24 de marzo de 2015.

Se constató que, de 1992 a 2004, el número de pozos exploratorios terminados registró un incremento de 151.2%, al pasar de 41 a 103 pozos. El aumento se asoció principalmente a que se pusieron en marcha nuevos proyectos de desarrollo como Ku-Maloob-Zaap, Crudo Ligero Marino y Lankahuasa y la continuación del proyecto Integral Cantarell.

Sin embargo, en el periodo 2004-2014, el número de pozos exploratorios terminados registró un decremento en 76.7%. La disminución se debió principalmente a la complejidad, condiciones de alta presión y temperatura en las Cuencas de Suroeste y en la región norte se redujo la terminación de pozos terrestres.

La disminución en la perforación y terminación de pozos exploratorios en el periodo 2004 a 2014 repercutió en la incorporación de reservas totales de petróleo crudo, las cuales

registraron un decremento de 52.8%, al pasar de 1,774.0 MMbpce en 2009 a 837.2 MMbpce en 2014, así como en la incorporación de reservas probadas, cuya disminución fue de 78.1%.

#### 14-6-47T4I-07-0287-07-005 **Recomendación al Desempeño**

Para que la Dirección General de Petróleos Mexicanos exponga a su Consejo de Administración las razones por las cuales no se alcanzó la meta en la perforación y terminación de pozos exploratorios y, con base en ello se tomen las decisiones para programar las acciones pertinentes, a fin de que estas actividades permitan incrementar el inventario de reservas por nuevos descubrimientos, para dar cumplimiento al artículo 45 de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y en el objetivo 1 del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2014-2018, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados.

#### 8. Éxito exploratorio comercial

Se constató que, en 2014, PEP logró un éxito exploratorio de 41.7%, cifra superior en 2.7 puntos porcentuales al límite mínimo de 39.0%, debido a que de los 24 pozos exploratorios terminados, 10 incorporaron reservas por un volumen de 837.2 MMbpce. El organismo informó que se están evaluando nuevos campos ubicados en yacimientos no convencionales y aguas profundas.

Durante el periodo 2000-2007, el éxito exploratorio registro un aumento de 391.7%, derivado del incremento en 32.4% en el número de pozos terminados y en 550.0% en el número de pozos que incorporaron reservas. En ese sentido, el número de reservas incorporadas incrementó en 568.3%. PEP señaló que el aumento se debió a que se contó con un amplio conocimiento geológico y condiciones operativas favorables. En 2007, se observó el porcentaje de éxito más alto del periodo al obtener 53.1%.

No obstante, en el periodo 2007-2014, el éxito exploratorio comercial registró un decremento en 21.5%, debido a la disminución del número de pozos terminados y del número de pozos que incorporaron reservas, en 51.0% y 61.5%, respectivamente, lo cual repercutió negativamente en el número de reservas incorporadas, ya que estas disminuyeron 20.5%. El organismo señaló que la variación se asoció a la perforación y terminación de pozos exploratorios en áreas nuevas (aguas profundas) y a la evaluación de nuevos conceptos (yacimientos no convencionales), lo que implicó un mayor riesgo e incertidumbre geológicos, así como condiciones operativas de alta presión y temperatura.

#### 14-6-47T4I-07-0287-07-006 **Recomendación al Desempeño**

Para que la Dirección General de Petróleos Mexicanos exponga a su Consejo de Administración las razones por las cuales se redujo el éxito exploratorio comercial y, con base en ello se tomen las decisiones para programar las acciones pertinentes, a fin de incrementar el inventario de reservas por nuevos descubrimientos, con objeto de dar cumplimiento al objetivo 1 del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2014-2018, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados.

#### 9. Producción de petróleo crudo

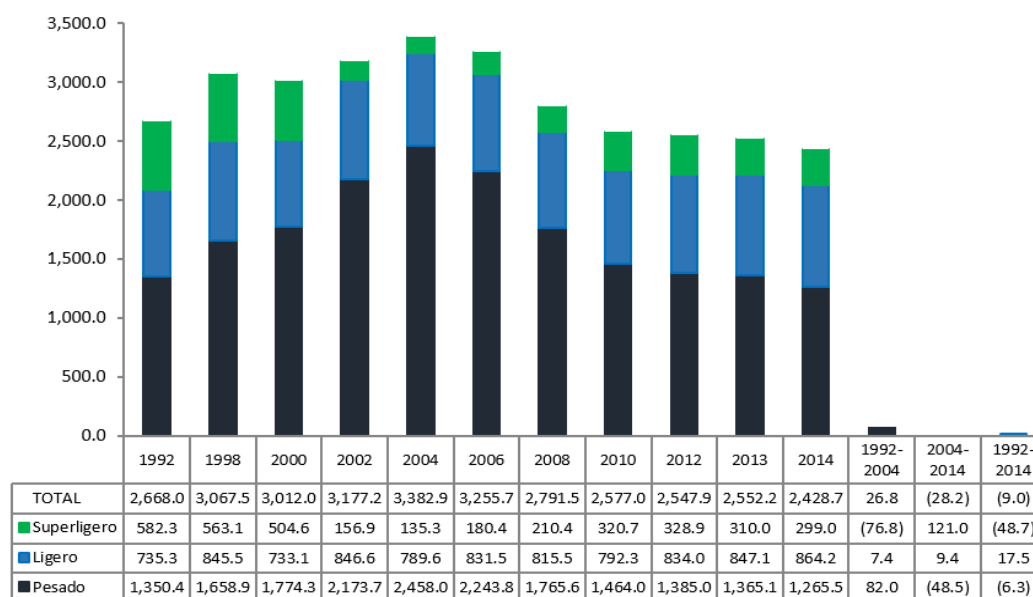
Se verificó que, en 2014, PEP estableció una meta de 2,520.0 Mbd y produjo 2,428.7 Mbd, lo que significó un cumplimiento de 96.4%, debido a que se redujo al mínimo la capacidad de ejecución de perforaciones, terminaciones y reparaciones; se le asignó prioridad al desarrollo

del campo Madrefil difiriendo pozos del campo Cárdenas y Chinchorroel; a la pérdida de producción en los campos Juspi y Teotleco; baja presión en el campo costero; al cambio de estrategia de explotación en el campo Bricol, y que en julio de ese año se declaró agotado un yacimiento bloque Nejo en el activo integral Burgos, lo cual repercutió en los programas de producción.

La producción de crudo pesado presentó un cumplimiento del 96.2%, la de ligero 96.9% y la de superligero 95.6%. De la producción total, el 52.1% (1,265.5 Mbd) correspondió a crudo pesado; 35.6% (864.2 Mbd) a ligero y 12.3% (299.0 Mbd) a superligero.

El comportamiento de la producción de petróleo crudo en el periodo 1992-2014, se muestra a continuación:

PRODUCCIÓN NACIONAL DE PETRÓLEO CRUDO POR TIPO, 1992-2014.  
(Miles de barriles diarios)



Variación %

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información proporcionada por PEP con el oficio núm. PEP SAF-GCG-1593-2015 del 3 de agosto de 2015.

Durante el periodo 1992-2014, la producción total de petróleo crudo disminuyó 9.0%, al pasar de 2,668.0 a 2,428.7 Mbd; debido a una reducción en 6.3% y 48.7% en la producción de crudo pesado y superligero, lo anterior como consecuencia del cierre de pozos por fenómenos meteorológicos adversos, ajustes en la producción de los campos en declinación de los Activos de Producción Bellota-Jujo y Macuspana-Muspac, así como por retrasos en actividades de terminaciones, reparaciones y estimulaciones de pozos en el Activo de Producción Samaria-Luna, además del efecto de avance de los contactos agua-aceite y gas-aceite y, la declinación natural de los campos Akal y Cantarell. En el caso del crudo ligero la

producción registró un aumento de 17.5%, por la terminación de pozos en el proyecto Delta del Grijalva de la Región Sur, así como por la optimización de la explotación en el proyecto Crudo Ligero Marino de la Región Marina Suroeste.

Asimismo, se observó que de 1992 a 2004, la producción de petróleo crudo se incrementó 26.8%, al pasar de 2,668.0 a 3,382.9 Mbd, debido a la inversión que se aplicó en el Activo Cantarell, la cual consistió en la perforación de pozos y la inyección de nitrógeno para mantener la presión, por lo que la producción de crudo pesado aumentó 82.0%. A partir de 2004 inició la declinación en la producción del hidrocarburo, por lo que a 2014 presentó un decremento de 28.2%

#### 14-6-47T4I-07-0287-07-007 **Recomendación al Desempeño**

Para que la Dirección General de Petróleos Mexicanos exponga a su Consejo de Administración el análisis de los factores que han impactado negativamente en la producción de petróleo crudo y, con base en los resultados se tomen las decisiones para implementar las acciones pertinentes, a fin de incrementar la producción de este hidrocarburo y con ello garantizar el abasto que demanda el país, con objeto de dar cumplimiento a la estrategia 4.6.1, cuarta línea de acción del Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018 y al objetivo 2 del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2014-2018, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados.

#### **10. Distribución de petróleo crudo**

Se verificó que, en 2014, PEP cumplió su meta de distribución de petróleo crudo en 99.0%, al enviar 2,309.7 Mbd, volumen inferior en 23.3 Mbd a lo programado (2,333.0 Mbd). De la distribución total, el 51.8% fue para refinerías y el 48.2% a terminales de exportación.

En ese mismo año, se envió 1,161.1 Mbd de petróleo crudo al Sistema Nacional de Refinación (SNR), por lo que se alcanzó la meta en 96.2%. Del volumen total, 493.4 Mbd correspondió a crudo pesado, 667.7 Mbd a crudo ligero y no se reportó distribución de crudo superligero.

En el caso del petróleo crudo que se envió a terminales de exportación, se registró un cumplimiento de 102.1%, al enviar 1,148.6 Mbd, de los cuales 922.2 Mbd fueron de crudo pesado, 134.0 Mbd de crudo ligero y 92.4 Mbd de crudo superligero.

Los resultados durante el periodo 1992-2014 la distribución de petróleo crudo se presentan a continuación:

DISTRIBUCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO, 1992-2014  
(Miles de barriles diarios)

Concepto	Años								VARIACIÓN (%)	
	1992	1998	2004	2010	2011	2012	2013	2014	2014-1992	2014-2004
Distribución TOTAL	2,441.3	2,892.5	3,228.9	2,548.8	2,515.2	2,479.2	2,419.5	2,309.7	(5.4)	(28.5)
A Refinerías	1,060.8	1,154.6	1,355.3	1,190.8	1,172.3	1,211.0	1,229.1	1,161.1	9.5	(14.3)
Participación (%)	43.5	39.9	42.0	46.7	46.6	48.8	50.8	50.3	6.8 p.p	8.3 p.p.
Pesado	375.2	400.9	587.1	443.2	435.0	505.5	486.1	493.4	31.5	(16.0)
Ligero	685.1	734.2	758.2	747.2	737.3	705.5	743.0	667.7	(2.5)	(11.9)
Superligero	0.5	19.5	10.0	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	(100.0)	(100.0)
A Terminales de Exportación	1,380.4	1,737.9	1,873.5	1,358.0	1,342.8	1,268.2	1,190.4	1,148.6	(16.8)	(38.7)
Participación (%)	56.5	60.1	58.0	53.3	53.4	51.2	49.2	49.7	(6.8) p.p.	(8.3) p.p.
Pesado	929.8	1,064.0	1,624.8	1070.8	1037.3	972.6	987.6	922.2	(0.8)	(43.2)
Ligero	291.3	204.5	27.9	75.5	100.4	102.6	105.0	134.0	(54.0)	380.3
Superligero	159.3	469.4	220.8	211.7	205.1	193.0	97.8	92.4	(42.0)	(58.2)

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en información proporcionada con el oficio PEP-SAF-GCG-572-2015, del 24 de marzo de 2015, y Programa Operativo Anual Versión 1.0, 2014.

n.d.: No disponible.

En el periodo 1992-2014, el volumen de petróleo crudo que distribuyó PEP disminuyó en 5.4%, al pasar de 2,441.3 a 2,309.7 Mbd. El crudo enviado a PR se incrementó en 9.5% y a terminales de exportación disminuyó 16.8%; el porcentaje de participación del volumen de petróleo crudo al SNR aumentó en 6.8 puntos porcentuales, al pasar de 43.5% a 50.3%; situación contraria se presentó en el volumen que se envió a terminales de exportación al presentar una disminución de 6.8 puntos porcentuales, de 56.5% a 49.7%.

El organismo señaló que se debió a que la producción del hidrocarburo se redujo en 9.0%, al pasar de 2,668.0 a 2,428.7 Mbd como consecuencia de la declinación natural de los campos Akal y Cantarell, así como al cierre de pozos por fenómenos meteorológicos adversos.

Cabe señalar que del volumen total de petróleo crudo que distribuyó PEP, el SNR no recibió desde 2011 crudo tipo superligero, porque PR no solicitó este tipo de crudo; asimismo, el volumen de crudo ligero enviado al SNR disminuyó 2.5% en el periodo, aun cuando la producción de este tipo de crudo registró un aumento de 17.5%, de 735.3 a 864.2 Mbd.

No obstante, de 2004 a 2014 el volumen de petróleo crudo que se distribuyó se redujo en 28.5%, de 3,228.9 a 2,309.7 Mbd, debido a un menor requerimiento de PR, ya que en octubre de 2009 Cangrejera dejó de consumir un promedio de 130.0 Mbd de crudo ligero y pesado al sacar de operación una planta despuntadora. Asimismo, en 2014 las diversas plantas que conforman el SNR presentaron fallas, paros no programados, mantenimientos diferidos y altos inventarios de combustóleo, lo que limitó la entrega de crudo y la disminución del volumen, causas fuera del alcance de PEP.

El crudo enviado a PR disminuyó 14.3%, al pasar de 1,355.3 a 1,161.1 Mbd y el enviado a exportación se contrajo en 38.7%, de 1,873.5 a 1,148.6 Mbd. En ese periodo la distribución de crudo por parte de PEP privilegió la exportación, ya que el volumen de crudo ligero aumentó 380.3%, al pasar de 27.9 Mbd a 134.0 Mbd.

## **11. Mermas de petróleo crudo**

Con la revisión de los reportes de producción y distribución de petróleo crudo, se constató que, en el periodo 1992-2014, las pérdidas de este hidrocarburo tuvieron dos comportamientos. De 1992 al 2010, las mermas de petróleo crudo disminuyeron 87.6% al pasar de 226.8 Mbd a 28.2 Mbd, esto se debió principalmente a que el mayor decremento se registró en el crudo pesado; no obstante, de 2010 a 2014, las pérdidas mostraron un incremento de 322.0%, debido al aumento en las mermas de crudo pesado y crudo superligero principalmente, así como a las diferencias en empaque, movimiento de inventarios, inyecciones, traspasos y diferencias estadísticas, lo que ocasionó que no se asegurara el abastecimiento de este tipo de petróleo crudo al Sistema Nacional de Refinación.

### **14-6-47T4I-07-0287-07-008 Recomendación al Desempeño**

Para que la Dirección General de Petróleos Mexicanos exponga a su Consejo de Administración las razones que han impactado en el incremento de las diferencias entre el volumen de producción y distribución y, con base en los resultados se tomen las decisiones para implementar las acciones pertinentes, a fin de mejorar la metodología y el sistema de gestión de medición, con objeto de dar cumplimiento a la estrategia 4.6.1 del Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados.

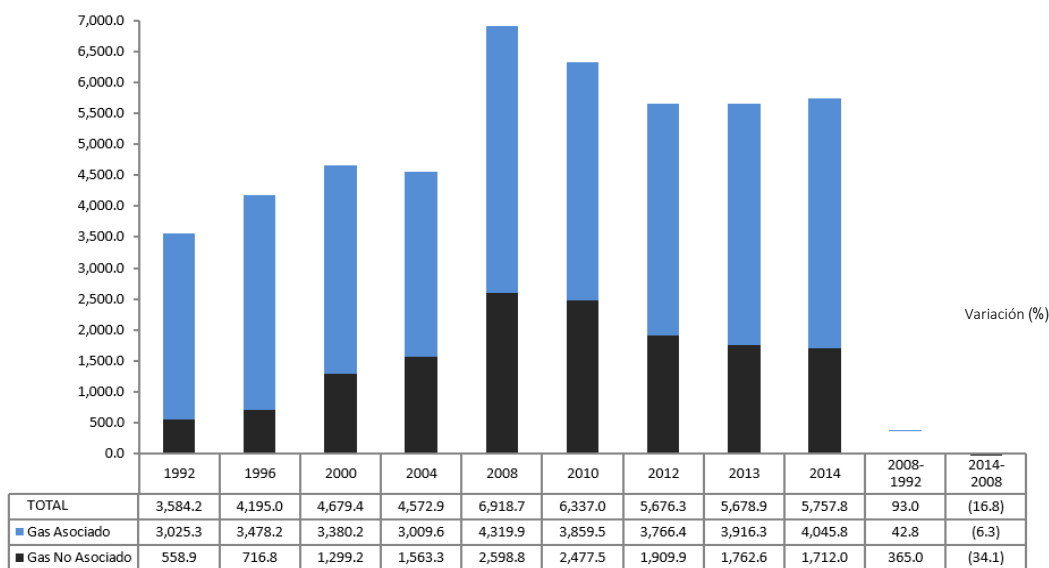
## **12. Producción de gas natural**

En 2014, PEP cumplió en 94.9% la meta (6,069.0 MMpcd) al producir 5,757.8 MMpcd de gas, como resultado de una mayor producción en pozos con alta relación gas-aceite en los activos de producción Ku-Maloob-Zaap y Cantarell, al incremento en la producción asociada a los campos Kuil y Onel del Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc y por la terminación de pozos del Proyecto Ogarrio Magallanes en el Activo de Producción Cinco Presidentes.

La producción de gas asociado presentó un cumplimiento del 94.8% y la de gas no asociado de 95.0%.

Para complementar la revisión, se analizaron los reportes de producción de gas natural del periodo 1992-2014, los resultados se presentan en la gráfica siguiente:

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL, 1992-2014  
(Millones de pies cúbicos diarios)



FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en información proporcionada con los oficios núms. PEP-SAF-GCG-572-2015, PEP-SAF-GCG-698-2015, PEP-SAF-GCG-1520-2015 y PEP-SAF-GCG-1593-2015 del 24 de marzo, 9 de abril, 24 de julio y 3 de agosto de 2015.

Nota: La producción de gas natural no incluye el nitrógeno.

En el periodo 1992-2014, la producción de gas natural mostró dos comportamientos, ya que de 1992 a 2008 registró un incremento de 93.0%, al pasar de 3,584.2 a 6,918.7 MMpcd, debido al incremento de producción en los campos Mata Pionche, Cópite, Mecayucan y a la incorporación de Miralejos, así como al incremento en el ritmo de extracción, mejora en las prácticas operativas y la incorporación de volúmenes adicionales de nuevas reservas de gas. En 2008, se registró la máxima producción de gas natural, que fue de 6,918.7 MMpcd, no obstante, a partir de ese año la producción disminuyó 16.8%, principalmente por la declinación de los campos de gas del Activo de producción Veracruz, la falta de incorporación de campos nuevos, el daño en equipos de comprensión y por presencia de sólidos en campos de gas seco.

De 2008 a 2014, la producción de gas asociado y no asociado registró una reducción de 6.3% y 34.1%, debido a que el Activo Integral Burgos presentó producción diferida por el alto nivel de líquidos, así como retraso en las obras de infraestructura, diferimiento en la perforación de pozos y conflictos sociales que aún permanecen en la mayoría de los campos.

#### 14-6-47T4I-07-0287-07-009 Recomendación al Desempeño

Para que la Dirección General de Petróleos Mexicanos exponga a su Consejo de Administración el análisis de los factores que han impactado negativamente en la producción de gas natural y, con base en los resultados se tomen las decisiones para implementar las acciones pertinentes, a fin de incrementar la producción de este hidrocarburo y con ello garantizar el abasto que demanda el país, con objeto de dar cumplimiento al objetivo 2 del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2014-2018, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados.

**13. Distribución de gas natural**

Se verificó que, en 2014, PEP cumplió su meta de distribución de gas natural en 99.7%, al enviar 7,712.4 MMpcd de los 7,731.9 MMpcd programados. De la distribución total, el 25.0% correspondió a consumo propio, el 3.9% fue gas enviado a la atmosfera y el 66.5% a PGPB, y el 4.6% restante correspondió a empaque neto y condensación en ductos y plantas.

Se analizaron los reportes de distribución de gas natural obtenidos durante el periodo 1992-2014; los resultados se presentan a continuación:

DESTINO DEL GAS NATURAL, 1994-2014  
(Millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	Años							Variación %		
	1994	1998	2003	2007	2009	2010	2014	1994-2010	2010-2014	1994-2014
Disponibilidad (1)= (2)+(3)	4,101.1	5,611.0	5,619.4	7,211.0	8,198.0	8,222.3	7,712.3	100.5	(6.2)	88.1
Producción de PEP <sup>1/</sup> (2)	3,625.0	4,791.0	4,498.4	6,058.4	7,030.6	7,020.0	6,531.8	93.7	(7.0)	80.2
Gas adquirido a PGPB (3)	476.0	820.0	1,121.0	1,152.6	1,167.4	1,202.3	1,180.5	152.6	(1.8)	148.0
Destino (4)= (5)+ (6)+ (7)+ (8)	4,101.1	5,613.0	5,619.4	7,211.1	8,198.0	8,222.3	7,712.3	100.5	(6.2)	88.1
A PGPB y PR (5)	3,353.0	4,192.0	4,590.2	5,622.4	5,785.7	5,795.5	5,128.2	72.8	(11.5)	52.9
Consumo propio (6)	342.0	374.0	440.5	785.3	913.6	1,118.9	1,925.8	227.2	72.1	463.1
A la atmósfera <sup>2/</sup> (7)	136.0	765.0	296.3	560.0	1,043.6	611.2	303.6	349.4	(50.3)	123.2
Otros <sup>3/</sup> (8)	270.0	282.0	292.4	243.4	455.1	696.7	354.7	158.0	(49.1)	31.4

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información proporcionada con los oficios núm. PEP-SAF-GCG-572-2015, PEP-SAF-GCG-1520-2015, PEP-SAF-GCG-1593-2015 y PEP-SAF-GCG-1632-2015 de fechas 24 de marzo, 24 de julio, 3 de agosto y 10 agosto de 2015.

- <sup>1/</sup> La producción de gas natural de PEP incluye nitrógeno y bióxido de carbono.  
<sup>2/</sup> El gas enviado a la atmósfera incluye gas natural, nitrógeno y de bióxido de carbono.  
<sup>3/</sup> Incluye empaque neto y condensación en ductos y plantas.

En el periodo 1994-2014, la disponibilidad de gas natural aumentó 88.1%, al pasar de 4,101.1 a 7,712.3 MMpcd, debido a los incrementos de 80.2% en la producción y de 148.0% al gas adquirido por PGPB.

Durante el periodo 1994-2010, la disponibilidad de gas natural aumentó 100.5%, al pasar de 4,101.1 a 8,222.3 MMpcd, debido a los incrementos de 93.7% en la producción y de 152.6% al gas adquirido por PGPB.

El incremento en la disponibilidad de gas se destinó principalmente al autoconsumo, el cual aumentó 227.2%, al pasar de 342.0 a 1,118.9 MMpcd y el volumen de gas destinado a ventas creció 72.8%, de 3,353.0 a 5,795.5 MMpcd.

El incremento de 227.2% del consumo propio se debió al aumento en la inyección de gas a yacimientos de petróleo crudo en declinación, con el fin de incrementar la presión de éstos y mantener su producción.



No obstante, de 2010 a 2014, la disponibilidad de gas natural se redujo en 6.2%, al pasar de 8,222.3 a 7,712.3 MMpcd, debido a una disminución en esos años de 7.0% en la producción de este hidrocarburo, de 7,020.0 a 6,531.8 MMpcd, por la declinación natural de los campos de los Activos Integrales Burgos y Veracruz, así como la falta de incorporación de nuevos pozos. Esta situación repercutió en una reducción de 11.5% en el volumen de gas enviado a PGPB para su procesamiento y distribución, limitando la oferta de este hidrocarburo a PR y a PPQ, ya que es el insumo principal para la producción de los petroquímicos.

#### 14-6-47T4I-07-0287-07-010 **Recomendación al Desempeño**

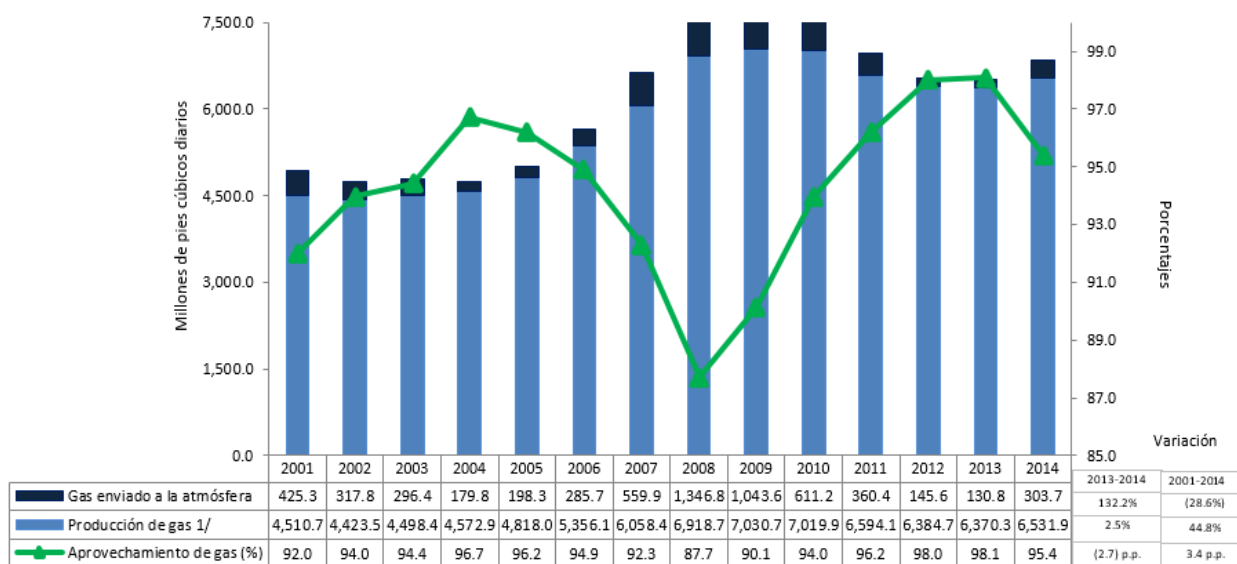
Para que la Dirección General de Petróleos Mexicanos exponga a su Consejo de Administración el análisis de los factores que han afectado negativamente la disponibilidad de gas natural y, con base en los resultados se tomen las decisiones para implementar las acciones pertinentes, a fin de incrementar el volumen de este hidrocarburo para enviar a PGPB y no se limite el consumo del hidrocarburo a la cadena productiva de Pemex, con objeto de dar cumplimiento a la estrategia 4.6.1 del Plan Nacional de Desarrollo y a la línea de acción 1.6.2 del Programa Sectorial de Energía 2013-2018, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados.

#### **14.** Aprovechamiento de gas natural

Se verificó que, en 2014, PEP aprovechó el 95.4% de la producción obtenida de 6,531.9 MMpcd, por lo que cumplió la meta en 96.8%, debido al atraso en la ejecución del programa de mantenimiento de los equipos de compresión por la presencia de fenómenos meteorológicos en las regiones marinas. El gas natural enviado a la atmósfera representó el 4.6% del total de la producción.

Para determinar el comportamiento del aprovechamiento de gas natural, se analizaron los resultados observados en el periodo 2001-2014, los cuales se presentan en la gráfica siguiente:

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL Y APROVECHAMIENTO DE GAS, 2001-2014



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información proporcionada con los oficios núm. PEP-SAF-GCG-572-2015 y PEP-SAF-GCG-1593-2015 del 24 de marzo y 3 de agosto de 2015.

Nota: En los informes al Consejo de Administración de PEP, el aprovechamiento de gas natural se reporta a partir del año 2001.

1/ La producción de gas natural incluye el gas nitrógeno a partir de 2001.

pp. Puntos porcentuales.

Durante el periodo 2001-2014, el aprovechamiento de gas aumentó 3.4 puntos porcentuales, al pasar de 92.0% a 95.4%, debido a la disminución de 28.6% del gas enviado a la atmósfera, al pasar de 425.3 a 303.7 MMpcd, como resultado de la instrumentación de acciones para incrementar la confiabilidad y disponibilidad de los equipos de compresión, de la mejora de la eficiencia del proceso de endulzamiento de gas, del incremento de las capacidades de inyección, del manejo de gas de alta presión y de compresión, así como del cierre de pozos con alta relación gas-aceite.

En 2008, PEP registró el mayor volumen de gas enviado a la atmósfera con 1,346.8 MMpcd, como consecuencia del alto contenido de nitrógeno en este hidrocarburo que superó la capacidad de compresión y transporte de las regiones marinas, y por limitaciones operativas de las plantas de gas para procesar gas húmedo con alto contenido de nitrógeno.

Asimismo, de 2013 a 2014, el envío de gas a la atmósfera se incrementó en 132.2%, por lo que el porcentaje de aprovechamiento de gas disminuyó 2.7 puntos porcentuales, al pasar de 98.1% a 95.4%, resultado del atraso en la ejecución del programa de mantenimiento de los equipos de compresión por la presencia de fenómenos meteorológicos en las regiones marinas.

14-6-47T4I-07-0287-07-011 **Recomendación al Desempeño**

Para que la Dirección General de Petróleos Mexicanos exponga a su Consejo de Administración el análisis de los factores que han impactado negativamente en el

aprovechamiento de gas natural y, con base en los resultados se tomen las decisiones para implementar las acciones pertinentes orientadas a reducir el índice de emisión de gas a la atmósfera, a fin de aprovechar el máximo volumen de este hidrocarburo, con objeto de dar cumplimiento a la línea de acción 1.4.3 del Programa Sectorial de Energía 2013-2018 y al objetivo 3 del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2014-2018, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados.

#### **15. Producción proveniente de yacimientos no convencionales**

El organismo informó que, al cierre de 2014, no registró producción proveniente de los yacimientos de aguas profundas, ya que la explotación de los pozos localizados se proyectó para 2016 con el desarrollo del Proyecto Integral Lakach. Al cierre de 2014, dicho proyecto tuvo un avance de 49.9% y se concluyeron las actividades de visualización, conceptualización y definición del proyecto, así como la ingeniería conceptual y básica; la perforación de pozos tuvo un avance de 88.0% y la terminación, comisionamiento y arranque de pozos no registró ningún avance.

Respecto de la producción de petróleo crudo y gas natural en yacimientos de shale, PEP indicó que, en 2010, inició la perforación del primer pozo denominado Emergente 1, el cual finalizó en febrero de 2011 y fue productor de gas seco con 1.3 Mmpcd; en 2012 la producción de gas lutita fue de 0.7 Mmpcd, en relación con 2013, no dispuso de información acerca de la producción en estos yacimientos, sólo informó que los 6 pozos terminados en ese año fueron productores de gas seco. Respecto de la producción de gas natural derivada de los yacimientos de shale en 2014, el organismo señaló que, con el oficio núm. GMPyE-197-2015 del 13 de agosto de 2015, programó una producción de 0.071 MMpcd del campo Anhérido del Activo Integral Burgos, y con el oficio núm. AIB-GMOPIE-MGL-143-860-2015 del 12 de agosto de 2015 notificó que no registró producción de sus pozos exploratorios en yacimientos de shale gas.

En relación con la producción de petróleo crudo de los yacimientos de shale en 2014, PEP no contó con la información correspondiente a la producción programada de shale oil; y con el oficio núm. AIB-GMOPIE-MGL-159-972-2015 del 28 de septiembre de 2015 informó que no registró producción de sus pozos exploratorios en yacimientos de shale oil en el Activo Integral Burgos, sin que explicara las causas. La producción de shale oil se registró sólo en 2013 con 37.9 Mbd.

#### **14-6-47T4I-07-0287-07-012 Recomendación al Desempeño**

Para que la Dirección General de Petróleos Mexicanos proponga a su Consejo de Administración la entidad que resulte responsable de analizar las razones por las que no se alcanzó la meta en la producción de gas natural derivada de los yacimientos de shale, y con base en los resultados se tomen las decisiones para implementar las acciones pertinentes, a fin de cumplir con oportunidad y eficiencia las metas y objetivos previstos en la materia e incrementar la producción de hidrocarburos en yacimientos shale en cumplimiento del artículo 45 de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y del objetivo 2, estrategia 1.5 del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2014-2018, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados.

#### 14-6-47T4I-07-0287-07-013 **Recomendación al Desempeño**

Para que la Dirección General de Petróleos Mexicanos exponga a su Consejo de Administración las razones por las cuales no se contó con información respecto de la producción de gas natural y petróleo crudo en yacimientos de shale, y con base en los resultados se tomen las decisiones para implementar acciones pertinentes para que se genere información de forma clara, sencilla, precisa, confiable y actualizada que coadyuven a la toma de decisiones, a la transparencia y la rendición de cuentas, con objeto de dar cumplimiento al artículo 112 de la Ley de Petróleos Mexicanos, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados.

#### **16. Factor de recuperación de hidrocarburos**

En el periodo 1998-2014, se constató que en 2014, PEP obtuvo un factor de recuperación de petróleo crudo de 16.0%, debido a que registró una producción acumulada de 42,410.3 MMb y un volumen de petróleo crudo de 264,885.6 MMb. De 1998 a 2014, el factor de recuperación aumentó 6.8 puntos porcentuales, al pasar de 9.2% a 16.0%, resultado de un aumento de la producción acumulada de 67.0%, lo que repercutió en una disminución de 4.3% del volumen de petróleo crudo de los yacimientos.

En relación con el gas natural, en 2014 el factor de recuperación fue de 26.8%, superior en 8.1 puntos porcentuales a lo registrado en 1998 de 18.7%. El resultado obtenido en 2014 se debió a una producción acumulada de 76,301.2 MMMpc, la cual aumentó 75.2% respecto de 1998; y el volumen de gas natural de los yacimientos de 284,279.4 MMMpc superior en 22.3% en relación con el volumen registrado en 1998 de 232,503.0 MMMpc.

PEP informó que, en 2010, inició la implementación de la “Estrategia de Recuperación Mejorada de PEP”, cuyo objetivo fue implantar proyectos de recuperación mejorada para incrementar el factor de recuperación final, la estrategia se programó terminar en 2028, y al cierre de 2014 se concluyeron 11 pruebas piloto en las que ya se tenían estudios de laboratorio; se realizaron 10 que ya contaban con simulación de sector y 8 ya habían iniciado su ejecución en relación con la inyección de aire, CO<sub>2</sub>, gas, gas enriquecido, vapor, surfactantes, agua caliente, químicos y espumas en los activos Bellota-Jujo, Ku-Maloob Zaap, Macuspana Muspac, Samaria Luna, Abkatún Pol Chuc, Poza Rica Altamira y Cantarell.

En 2012, inició la ejecución de la “Estrategia de Recuperación Secundaria de PEP” con el fin de implantar proyectos de recuperación mejorada para acelerar la recuperación de las reservas de petróleo crudo y gas natural, con fecha programada de término en 2030. Al cierre de 2014, se realizaron 11 pruebas piloto en las que ya tenían estudios de laboratorio, 5 pruebas ya contaban con simulación de sector y 5 más ya habían iniciado su ejecución en relación con la inyección de agua congénita y gas en los activos Aceite Terciario del Golfo, Cinco Presidentes, Macuspana Muspac, Abkatún Pol Chuc y Litoral de Tabasco.

#### **17. Perforación y terminación de pozos de desarrollo**

El resultado se dividió en dos apartados: perforación de pozos de desarrollo y terminación de pozos de desarrollo.

##### **a) Perforación de pozos de desarrollo**

En 2014, PEP cumplió en 114.4% la meta de perforación de pozos de desarrollo, al perforar 65 pozos más que los 451 pozos programados, debido a una mayor perforación de pozos en

el activo Veracruz, así como a la aplicación del Programa Nacional de Gas con el objetivo de incrementar la producción de la región Norte.

El comportamiento de la perforación de pozos de desarrollo para cada uno de los años del periodo 1992-2014, se muestra en la tabla siguiente:

PERFORACIÓN DE POZOS DE DESARROLLO POR REGIÓN PRODUCTORA, 1992-2014

(Pozos)

Año / Región	Norte	Sur	Marina Noreste	Marina Suroeste	Total
1992	41	7	24	11	83
2009	1,263	116	14	26	1,419
2014	326	137	25	28	516
Variación %					
2009-1992	2,980.5	1,557.1	(41.7)	136.4	1,609.6
2014-2009	(74.2)	18.1	78.6	7.7	(63.6)

FUENTE:Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en información proporcionada con los oficios núms. PEP-SAF-GCG-572-2015, PEP-SAF-GCG-1520-2015, PEP-SAF-GCG-1593-2015 y PEP-SAF-GCG-1632-2015 del 24 de marzo, 24 de julio, 3 y 10 de agosto de 2015.

De 1992 a 2009, la perforación de pozos aumentó 1,609.6%, el incremento se registró principalmente en la región Norte (2,980.5%) y en la región Sur (1,557.1%). En 2009, se registró la mayor perforación de pozos de desarrollo con 1,419. Destaca la actividad en la Región Norte con 1,263 pozos, debido a que en la región Norte se impulsó la perforación en sus cuatro activos Aceite Terciario del Golfo, Burgos, Poza Rica-Altamira y Veracruz; así como por los resultados satisfactorios en los campos Agtia Fda, Furbero, Presidente Alemán, Coyula, Humapa, Coapechaca, entre otros.

No obstante, de 2009 a 2014, la perforación de pozos de desarrollo disminuyó en 63.6%, al pasar de 1,419 a 516 pozos perforados. El organismo señaló que se debió básicamente al diferimiento de localizaciones derivado de los altos costos de perforación, reasignación de objetivos derivado del cambio de coordenadas, desplazamiento de objetivos, reorientación de la estrategia de perforación hacia pozos no convencionales de mayor productividad del Activo Integral Terciario del Golfo de la región Norte y por el retraso en la llegada de los equipos de perforación en el Activo Cantarell de la región Marina Noreste.

#### b) Terminación de pozos de desarrollo

Se constató que, en 2014, PEP terminó 511 de los 455 pozos programados, por lo que registró un cumplimiento de 112.3%. En las regiones Sur, Marina Noreste y Suroeste, el organismo señaló que se cumplió la meta en 75.0%, 73.5% y 82.8%, debido a retrasos en la llegada de equipos de perforación, pozos con producción no comercial y problemas operativos, falta de materiales, malas condiciones meteorológicas, cambio de prioridades en el tren de intervenciones y ajustes presupuestales.

En lo que se refiere al periodo 1992-2014, el comportamiento de la terminación de pozos de desarrollo, se muestra en el cuadro siguiente:

## TERMINACIÓN DE POZOS DE DESARROLLO POR REGIÓN PRODUCTORA, 1992-2014

(Pozos)

Año / región	Norte	Sur	Marina Noreste	Marina Suroeste	Total
1992	50	9	19	10	88
2010	1,112	114	11	27	1,264
2014	327	135	25	24	511
Variación %					
1992-2010	2,124.0	1,166.7	(42.1)	170.0	1,336.4
2010-2014	(70.6)	18.4	127.3	(11.1)	(59.6)

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información proporcionada con los oficios núm. PEP-SAF-GCG-572-2015, PEP-SAF-GCG-1520-2015, PEP-SAF-GCG-1593-2015 y PEP-SAF-GCG-1632-2015 del 24 de marzo, 24 de julio, 3 y 10 de agosto de 2015.

De 1992 a 2010, la terminación de pozos de desarrollo se incrementó en 1,336.4%, al pasar de 88 a 1,264 pozos. Las regiones Norte y Sur registraron los mayores crecimientos en 2,124.0% y 1,166.7. En 2010, se registró el mayor número de pozos terminados con 1,264, debido a los resultados satisfactorios de los pozos en los campos Coyotes, Corralillo, Coapechaca, así como por los laboratorios de campo que iniciaron a finales de 2009.

De 2010 a 2014, la terminación de pozos de desarrollo disminuyó en 59.6%, al pasar de 1,264 a 511 pozos, debido a que la región Norte presentó la menor actividad de perforación en el Activo Aceite Terciario del Golfo. Los resultados en la perforación y terminación de pozos de desarrollo, no repercutieron en un incremento en la producción del crudo y gas, ya que de 2010 a 2014 la producción disminuyó 5.8% y 9.1%, respectivamente, como se muestran en los resultados núms. 11 y 14.

#### 14-6-47T4I-07-0287-07-014 **Recomendación al Desempeño**

Para que la Dirección General de Petróleos Mexicanos exponga a su Consejo de Administración las razones por las cuales disminuyó la perforación y terminación de pozos de desarrollo y, con base en ello se tomen las decisiones para programar las acciones pertinentes, a fin de incrementar el número de pozos de desarrollo perforados y terminados, y aumentar la producción de hidrocarburos, con objeto de dar cumplimiento al objetivo 2 del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2014-2018, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados.

#### **18. Calidad del petróleo crudo enviado a Pemex Refinación**

En 2014, PEP entregó al Sistema Nacional de Refinación 12 tipos de crudo, de los cuales 8 (Altamira, Arenque, Álamo, Horcón, Pozoleo, Naranjos, Matapionche y Perdiz) cumplieron con los parámetros establecidos, por lo que el análisis se enfocó en los 4 tipos de petróleo crudo que se encontraron fuera de norma (Istmo, Maya, Marfo y Muro).

Se verificó que, en 2014, la calidad de los tipos de crudo Istmo, Maya y Muro registraron resultados superiores en 31.5, 23.3 y 36.1 LB/MB al contenido máximo de sal permitido. El crudo Marfo incumplió el parámetro de grados API al registrar un valor inferior en 0.6 puntos porcentuales. Al respecto, la Subdirección de Distribución y Comercialización (SDC) informó que durante la explotación de un campo petrolero la densidad del crudo va cambiando porque primero fluyen los hidrocarburos más ligeros y al final los más pesados, por lo que se

actualizaron los valores de calidad máximos permisibles del contrato de compra venta; asimismo, informó que debido a la dificultad para deshidratar el crudo Muro, a cargo del Activo de Producción Poza Rica Altamira, se integró este tipo de crudo con el crudo Pozoleo a partir de septiembre de 2014.

Por los incumplimientos contractuales de calidad en los diferentes tipos de crudo suministrados al SNR, se verificó que PEP pagó a PR 1,093,564.1 miles de pesos como compensación por estar fuera de los parámetros de calidad establecidos en el contrato de compra-venta, de los cuales el 79.4% correspondió a incumplimientos respecto del contenido de sal con 868,222.1 miles de pesos; el 20.5% a exceso de agua y sedimentos con 224,365.4 miles de pesos; y 0.1% al incumplimiento en gravedad API con 976.6 miles de pesos.

#### 14-6-47T4I-07-0287-07-015 **Recomendación al Desempeño**

Para que la Dirección General de Petróleos Mexicanos exponga a su Consejo de Administración las razones que impidieron entregar con calidad el petróleo crudo al Sistema Nacional de Refinación (SNR), y con base en los resultados se tomen las decisiones para implementar las acciones pertinentes, a fin de que se garantice la calidad del crudo suministrado al Sistema Nacional de Refinación, con objeto de dar cumplimiento al objetivo 7 y a la estrategia 7.5 del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2014-2018, así como al Anexo E del Contrato de Compraventa de petróleo crudo formalizado entre PEP y PR, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados.

#### 19. Calidad del petróleo crudo entregado a PMI Comercio Internacional

Con la revisión de los reportes mensuales del monitoreo de calidad de petróleo del punto de venta de PEP a PMI, de 2014, se verificó que de los cuatro tipos de crudo (Maya, Istmo, Olmeca y Altamira) enviados a exportación, solamente el crudo tipo Maya rebasó el contenido de sal en 1.0 punto porcentual respecto del parámetro, como consecuencia de la alineación del pozo Alux-1 A que se incorporó a la corriente de Abk-A; con la revisión de la información proporcionada con el oficio PEP-SDC-GTDH-RMNE-917-2014 del 23 de abril de 2014, se constató que la Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos de la Región Marina Noreste solicitó a la Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos Región Marina Suroeste la reducción del envío de crudo al presentar valores de sal fuera de parámetros contractuales; así como la verificación del método utilizado para la determinación del parámetro de sal en la corriente de Abk-A hacia AK-J.

Por los incumplimientos contractuales de calidad en el crudo tipo Maya suministrado a los puntos de entrega para exportación, PEP informó y documentó que realizó una compensación por 11,232.7 miles de pesos por el incumplimiento en la calidad del crudo recibido.

#### 14-6-47T4I-07-0287-07-016 **Recomendación al Desempeño**

Para que la Dirección General de Petróleos Mexicanos exponga a su Consejo de Administración las razones que impidieron que el petróleo crudo tipo Maya que se envió a exportación cumpliera con los parámetros establecidos de contenido de sal, y con base en ello se tomen las decisiones para programar las acciones pertinentes, a fin de que en el mediano plazo se garantice la calidad del tipo de crudo Maya suministrados a exportación, con objeto de dar cumplimiento al objetivo 7, estrategia 7.5 del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2014-2018 y al Anexo 1 del contrato de compra-

venta de petróleo crudo formalizado entre PEP y PMI Comercio Internacional, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados.

## **20. Calidad del gas natural para venta a PGPB**

Los resultados del análisis se dividieron en dos apartados: a) calidad del gas asociado y b) calidad del gas no asociado.

### **a) Calidad del gas asociado**

En 2014, PEP entregó a PGPB gas para su procesamiento en seis complejos procesadores, de los cuales en cinco (Cd. Pemex, Nvo. Pemex, Matapionche, Poza Rica y Arenque) cumplieron con los parámetros establecidos. Sin embargo, en el complejo de Cactus no se cumplió con la calidad requerida, ya que rebasó el contenido de nitrógeno en 1.2 puntos porcentuales respecto del parámetro establecido de 5.0% molecular, debido a la irrupción acelerada del gas, generada por el alto fracturamiento del yacimiento en etapa madura de explotación que se encontró por debajo de la presión de saturación donde se concentra la inyección de 190 MMpcd de Nitrógeno.

### **b) Calidad del gas no asociado**

En 2014, se verificó que PEP registró valores inferiores de bióxido de carbono y nitrógeno del gas seco en los 15 puntos de expedición, conforme a lo establecido en la NOM-001-SECRE-2010.

Se constató que, en 2014, PEP cumplió con la calidad del ácido sulfhídrico en el gas asociado, al registrar valores inferiores al límite establecido en la NOM-001-SECRE-2010 en los puntos Cerámica Cato, Tres Hermanos, Huizache, Mareógrafo, Nejo-2, Nejo-3, Nejo, Santa Elena y Pandura. En los puntos de expedición Campo Veinte, Cauchyn, Olmos, Playuela, Raudal y Rincón Pacheco no se registró ácido sulfhídrico en el gas seco.

## **14-6-47T4I-07-0287-07-017 Recomendación al Desempeño**

Para que la Dirección General de Petróleos Mexicanos exponga a su Consejo de Administración las razones que impidieron que el gas natural cumpliera con los parámetros establecidos de nitrógeno, y con base en ello se tomen las decisiones para programar las acciones pertinentes, a fin de que en el mediano plazo se garantice la calidad del gas suministrado al complejo procesador de gas de Cactus, conforme a los parámetros del contenido de nitrógeno, con objeto de dar cumplimiento al objetivo 4.6 del Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018, a la tercera línea de acción del tema 14 de la Estrategia Nacional de Energía 2013-2027 y al Anexo B del Contrato de Compraventa de gas natural formalizado entre PEP y PGPB, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados.

## **21. Costos de descubrimiento y desarrollo**

En el periodo 2012-2014, PEP obtuvo un costo de descubrimiento y desarrollo de 18.0 dólares por barril de petróleo crudo equivalente (US\$/bpce), cifra superior en 5.9% respecto de la meta que fue de 17.0 US\$/bpce, debido a que el volumen de reservas probadas desarrolladas de 3,185.0 MMbpce estuvo por debajo en 5.9% de lo programado que era de 3,383.0 MMbpce. En ese periodo el organismo erogó un total de 57,244.0 millones de dólares, monto inferior en 0.5% de lo programado.



En el periodo móvil 2012-2014, los costos de descubrimiento y desarrollo disminuyeron en 35.9%, en comparación con lo registrado en periodo 2002-2004, al pasar de 28.1 a 18.0 dólares por barril de petróleo crudo equivalente (US\$/bpce), debido al comportamiento en la variación del volumen reservas probadas desarrolladas y las inversiones realizadas en exploración y desarrollo. No obstante, de 2010-2012 a 2012-2014 el costo de descubrimiento y desarrollo se incrementó en 25.9%, al pasar de 14.3 a 18.0 US\$/bpce, debido a la complejidad de los nuevos yacimientos.

En el ámbito internacional, se verificó que el costo de descubrimiento y desarrollo de PEP de 18.0 US\$/bpce fue competitivo, al estar por debajo en 53.1% respecto de la compañía Shell que registró el costo más alto de 38.37 US\$/bpce y 6.1% menor respecto de Exxon que obtuvo el segundo costo más bajo que fue de 19.17 US\$/bpce.

## **22. Costos de producción de petróleo crudo equivalente**

En 2014, PEP registró un costo de producción de 8.2 dólares por barril de petróleo crudo equivalente (US\$/bpce), resultado inferior en 7.9% al costo programado de 8.9 US\$/bpce, debido a que el efecto del nivel de gastos de operación de (0.8) US\$/bpce y el efecto de la paridad cambiaria de (0.1) US\$/bpce fueron los elementos que determinaron que el costo de producción fuera inferior a la meta; la disminución de las variables mencionadas se vio afectada por el efecto del volumen producido en 0.3 US\$/bpce.

En el periodo 2002-2014, PEP registró un incremento de 5.9% en promedio anual en el costo de producción, al pasar de 4.1 a 8.2 US\$/bpce. Al respecto, el organismo informó que el incremento en los costos de producción se debió al crecimiento en el gasto de producción en los rubros de mantenimiento, así como compras interorganismos del diesel, lubricantes y gasolinas, y pagos de servicios de PR por fletes terrestres, guarda y manejo de crudo de exportación y servicios portuarios.

A nivel internacional, se verificó que, el costo de producción de PEP de 8.2 US\$/bpce fue competitivo, al estar por debajo en 53.7% respecto de la compañía Chevron que registró el costo más alto de 17.7 US\$/bpce y 5.7% menor respecto de Statioil que obtuvo el segundo costo más bajo que fue de 8.7 US\$/bpce.

## **23. Sistema de Evaluación De Desempeño**

Se constató que los objetivos de las MIR 2014 de los Pp B001, K002 y E010, aprobadas para la producción y distribución de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos, así como para proyectos de infraestructura económica de hidrocarburos, se alinearon con el objetivo rector establecido en el PND 2013-2018; sin embargo, no incluyeron la información del programa derivado del PND y el objetivo sectorial a los que están vinculados los programas presupuestarios.

Con el análisis de la lógica vertical de los objetivos establecidos en la MIR de los Pp B001, K002 y E010, se verificó que existe una relación causa-efecto entre los niveles de Fin, Propósito, Componente y Actividad. En cuanto a la materia por auditar, se considera que existe una relación causa-efecto de cada uno de los niveles de objetivos del programa en dirección ascendente aplicable a las actividades de producción y distribución de petróleo y gas, así como para proyectos de infraestructura económica de hidrocarburos y permiten el logro del propósito de los programas, que es la producción y distribución nacional de hidrocarburos, y con ello contribuir a garantizar la satisfacción de la demanda.

En la lógica vertical de los Pp B001, K002 y E010, se considera que la construcción de los indicadores relacionados con la producción y distribución de petróleo crudo y gas natural, así como de los proyectos de infraestructura a cargo de PEP es adecuada, tanto el nombre, la definición y el método de cálculo son congruentes entre sí, ya que permiten observar lo que se quiere medir y conocer la contribución al logro del objetivo de cada nivel; asimismo, se constató que los indicadores permiten dar seguimiento y evaluar el cumplimiento de los objetivos de PEP y su contribución a la atención del problema público.

Cabe mencionar que debido al proceso de reorganización corporativa de Petróleos Mexicanos, mediante el oficio núm. 419-A-15-0808 del 17 de julio de 2015 la Secretaría de Hacienda y Crédito Público señaló que excluye a las Empresas Productivas Subsidiarias y Filiales del proceso de mejora y seguimiento de la Matriz de Indicadores para Resultados durante 2016, por lo que la observación de este resultado se solventó durante los trabajos de auditoría.

#### **24. Control interno**

En 2014, Petróleos Mexicanos emitió los Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno en Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas y Empresas Filiales, de acuerdo con los artículos 26 y 147 del Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos.

Asimismo, se verificó que, en 2014, Pemex Exploración y Producción implementó acciones para la seguridad razonable de sus logros y objetivos de acuerdo con cinco de los seis componentes del Sistema de Control Interno COSO: “Ambiente de control”, “Actividades de Control Interno”, “Información y comunicación” y “Supervisión y mejora continua”; sin embargo, para el componente “Evaluación de riesgos” el organismo no contó con un modelo de administración de riesgos que pudieran obstaculizar o impedir el logro de objetivos y metas, ya que el Modelo de Administración de riesgos Institucional y los Lineamientos y Metodología para la Administración de Riesgos en el ámbito del Control Interno se encuentra en proceso de elaboración y revisión, lo anterior en función de la nueva etapa de Pemex como Empresa Productiva del Estado.

#### **25. Rendición de cuentas**

Se verificó que, en la Cuenta Pública 2014, PEP reportó información y resultados respecto del volumen de producción y distribución de crudo y gas natural, así como el ejercicio del presupuesto autorizado para dichas actividades; sin embargo, no reportó información, ni los resultados obtenidos sobre el incremento de las reservas de hidrocarburos y la tasa de restitución, el índice de recuperación de hidrocarburos, el incremento en la producción de petróleo crudo y gas natural, lo que limita evaluar el logro de los objetivos y metas, así como el avance en la solución del problema público sujeto de revisión.

Cabe mencionar que debido al proceso de reorganización corporativa de Petróleos Mexicanos, la Ley de Petróleos Mexicanos establece en su artículo 2 que, “Petróleos Mexicanos es una empresa productiva del Estado, de propiedad exclusiva del Gobierno Federal, con personalidad jurídica y patrimonio propios y gozará de autonomía técnica, operativa y de gestión, conforme a lo dispuesto en la presente Ley”. Asimismo, en el artículo 113 del mismo ordenamiento indica que tiene la obligación de rendir cuentas a su consejo de Administración mediante diversos indicadores de desempeño, así como la entrega de un informe al Ejecutivo Federal y al Congreso de la Unión que incluirá un reporte por línea o rama de negocios, además de emplear indicadores o parámetros usuales en el ámbito internacional

para la correcta y puntual medición de los resultados y estar vinculado a los objetivos y metas que se hayan fijado en el Plan de Negocios, así como la evaluación sobre la ejecución de los programas anuales de Pemex, entre otros aspectos.

### ***Consecuencias Sociales***

Si Petróleos Mexicanos no fortalece las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, principalmente en los yacimientos de shale oil y aguas profundas, en los que se encuentran la mayor parte de los recursos prospectivos de petróleo crudo y gas natural, no podrá lograr una reposición de reservas probadas superior al 100.0%, que permita un incremento sostenido de la producción en el mediano plazo, y por ende suministrar de manera oportuna, con la calidad requerida y volumen suficiente de petróleo crudo al Sistema Nacional de Refinación para su procesamiento y de gas natural a PGPB para su procesamiento y distribución, lo que limitará asegurar el abasto de hidrocarburos y sus derivados afectando negativamente a los sectores de industrial, agrícola, transporte, eléctrico y a la población en general.

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

Se determinó(arón) 18 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) 16 restante(s) generó(arón): 17 Recomendación(es) al Desempeño.

### ***Dictamen***

El presente se emite el 20 de noviembre de 2015, fecha de conclusión de los trabajos de auditoría. Ésta se practicó sobre la información proporcionada por la entidad fiscalizada y de cuya veracidad es responsable; fue planeada y desarrollada de acuerdo con el objetivo relativo a fiscalizar el cumplimiento del objetivo estratégico de asegurar la disponibilidad de petróleo crudo y gas natural, se aplicaron los procedimientos y las pruebas selectivas que se estimaron necesarios. En consecuencia, existe una base razonable para sustentar el presente dictamen.

La disminución de las reservas de petróleo crudo y gas natural, aunado al declive en la producción de los principales campos productivos de estos hidrocarburos ha tenido como efecto que Petróleos Mexicanos no cubra la demanda de petrolíferos, gas, petroquímicos básicos y no básicos, y recurra a crecientes importaciones para satisfacerla. Lo anterior, se debe a la deficiencia operativa en las actividades de exploración y producción de petróleo crudo y gas natural, principalmente en los yacimientos de shale y aguas profundas.

Para atender esta problemática, el Gobierno Federal propuso la política de asegurar el abastecimiento de petróleo crudo y gas natural que demanda el país con eficiencia, calidad y competitividad, a fin de generar valor económico en la industria. En 2014, la H. Cámara de Diputados aprobó un presupuesto de 62,222,876.9 miles de pesos para exploración y extracción de hidrocarburos para cumplir con la misión de PEP establecida en el Presupuesto de Egresos de la Federación 2014, de maximizar el valor económico agregado de las reservas de crudo y gas natural del país.

En 2014, la incorporación de reservas probadas de petróleo crudo equivalente de 837.2 MMbpce fue inferior en 52.8% a lo registrado en 2009, por lo que se alcanzó una tasa de restitución de reservas probadas de 67.4%, la cual fue inferior en 36.9 puntos porcentuales respecto de lo alcanzado en 2012, año en que se restituyó más del cien por ciento de las

reservas extraídas, por lo que al ritmo de explotación actual y en el caso de que no se incorporen reservas en los próximos años, las reservas probadas se agotarán en 10.1 años. Estos resultados repercutieron en la producción de petróleo crudo y gas natural al obtener 2,428.7 Mbd y 5,757.8 MMpcd, respectivamente, las cuales disminuyeron 9.0% y 16.8% respecto de 1992 y 2008; lo que influyó para que PEP dejara de suministrar crudo superligero al Sistema Nacional de Refinación desde 2011.

En las actividades de exploración, PEP continuó con la adquisición de sísmica bidimensional y tridimensional, lo que permitió mayor certidumbre en la estimación del volumen de recursos prospectivos, y se reflejó en el aumento de 109.7% de estos recursos; sin embargo, no cumplió con oportunidad y eficiencia las metas de perforación y terminación de pozos exploratorios, cuyos resultados fueron inferiores en 68.6% y 64.2%, respectivamente, a lo previsto; aunado a una disminución de 79.0% en la perforación y 76.7% en la terminación de pozos exploratorios en relación con 2004. Estos resultados provocaron un decremento en 11.4 puntos porcentuales en el éxito exploratorio, respecto de 2007, por lo que se afectó la incorporación de reservas de petróleo crudo y gas natural. Asimismo, a partir de 2010 PEP enfocó su estrategia exploratoria en yacimientos de aguas profundas, la cual no obtuvo los resultados esperados, ya que la incorporación de reservas en este tipo de yacimientos disminuyó 42.7% respecto de 2012.

En relación con la eficiencia operativa en las actividades de producción, PEP implementó estrategias de recuperación de petróleo crudo y gas natural, sin lograr la producción programada. Además en 2014, la perforación y terminación de pozos de desarrollo disminuyó en 63.6% y 59.5%, respecto de lo registrado en 2009 y 2010, cuyos resultados no repercutieron en un incremento de estos hidrocarburos. Además, en 2014 no se registró producción de yacimientos de shale, a pesar de que se tenía programada la producción de estos yacimientos gas, debido a que la CNH canceló el proyecto de gas y aceite en lutitas, ya que PEP no realizó los estudios pertinentes.

En cuanto a la calidad, se verificó que en 2014 PEP incumplió los parámetros en 4 de los 12 tipos de crudo que PEP entregó al Sistema Nacional de Refinación, por lo que pagó una compensación a PR por 1,093,564.1 miles de pesos; sin embargo, PEP cumplió con los valores contractuales de agua y sedimentos, gravedad API y contenido de sal excepto en el tipo de crudo Maya que rebasó el límite en 1.0 punto porcentual, entregados a PMI; en el gas asociado que PEP entregó a PGPB cumplió con la calidad respecto del contenido máximo del ácido sulfhídrico y bióxido de carbono. En cuanto al contenido máximo del nitrógeno, PEP cumplió con los parámetros de calidad establecidos, excepto en el Complejo Cactus, en el cual se rebasó en 1.2 puntos porcentuales.

En 2014, el desempeño de PEP reflejó la aplicación de los criterios de economía, ya que en el periodo 2012-2014 PEP obtuvo un costo de descubrimiento y desarrollo de 18.0 dólares por barril de petróleo crudo equivalente (US\$/bpce), cifra superior en 5.9% respecto de la meta establecida. En el periodo de 2002 a 2014, el costo de descubrimiento y desarrollo disminuyó en 35.9% en promedio anual, al pasar de 28.1 a 18.0 US\$/bpce; en cuanto a los costos de producción, PEP registró un costo de 8.2 US\$/bpce, resultado inferior en 7.9% al programado de 8.9 US\$/bpce, el cual fue competitivo a nivel internacional.

Con los resultados obtenidos, la Auditoría Superior de la Federación determinó que, en 2014, PEP no garantizó un superávit en la producción de petróleo crudo y gas natural suficiente para

cubrir la demanda de petrolíferos, gas, petroquímicos básicos y no básicos del país, por lo que se recurrió a crecientes importaciones, debido a que las reservas incorporadas disminuyeron, así como la restitución de las mismas; lo que afectó la producción de petróleo crudo y gas natural; debido principalmente a deficiencias operativas en la perforación y terminación de pozos exploratorios y de desarrollo cuyos resultados afectaron tanto la incorporación de reservas como la extracción de hidrocarburos. Aunado a ello los descubrimientos de reservas en yacimientos de aguas profundas y de shale no han sido significativas. La calidad del petróleo crudo entregado al Sistema Nacional de Refinación, a PMI Comercio Internacional y a PGPB no fue la adecuada. Respecto de la competitividad, PEP logró optimizar los costos de descubrimiento y desarrollo, y de producción; sin embargo, estos resultados en conjunto provocaron que la demanda nacional de petrolíferos, gas y petroquímicos básicos y no básicos no fuera satisfecha, por lo que Petróleos Mexicanos recurrió a crecientes importaciones para cubrirla.

De continuar la deficiencia operativa en PEP se limitará la expansión de las reservas de petróleo y gas y los propios volúmenes de producción, lo que puede poner en riesgo el abastecimiento, ya que al no satisfacer la demanda nacional de hidrocarburos y derivados se incrementarían las importaciones afectando la seguridad energética, las principales industrias de consumo final y con ello a la población en general.

En el marco de la reestructuración institucional tras la Reforma Energética en materia de hidrocarburos y con el fin de fortalecer el desempeño de Pemex y de las Empresas Productivas Subsidiarias y Filiales, a cargo de la exploración y producción de petróleo crudo y gas natural, la ASF emitió 18 recomendaciones y observaciones orientadas a aumentar las reservas y la producción de petróleo crudo y gas natural, para asegurar el abastecimiento que demanda el país, mediante la adopción y fortalecimiento de acciones que permitan al organismo realizar con eficiencia la perforación y terminación de pozos exploratorios y de desarrollo.

## ***Apéndices***

### *Procedimientos de Auditoría Aplicados*

1. Constatar la evaluación del potencial petrolero de los recursos prospectivos y contingentes.
2. Evaluar la incorporación de reservas por descubrimientos de petróleo crudo equivalente, petróleo crudo y gas natural.
3. Verificar la tasa de restitución de reservas descubiertas de petróleo crudo equivalente, petróleo crudo y gas natural.
4. Revisar el comportamiento de la relación reservas-producción de petróleo crudo equivalente, petróleo crudo y gas natural.
5. Evaluar el cumplimiento de las metas en la adquisición sísmica bidimensional y tridimensional.
6. Evaluar la eficiencia operativa en la exploración de yacimientos en áreas terrestres, aguas someras y profundas del Golfo de México, así como en yacimientos de shale.
7. Evaluar el cumplimiento de la meta de perforación y terminación de pozos exploratorios.

8. Revisar el comportamiento del éxito exploratorio comercial y de los pozos exploratorios que incorporan reservas de hidrocarburos.
9. Evaluar el cumplimiento de la meta de producción de petróleo crudo.
10. Verificar el cumplimiento de la meta de distribución de petróleo crudo al Sistema Nacional de Refinación y a terminales de exportación.
11. Determinar el volumen de mermas de petróleo crudo.
12. Revisar el cumplimiento de la meta relativa a la producción de gas natural.
13. Analizar el destino del gas natural enviado a PGPB, a la atmósfera y al autoconsumo.
14. Constatar el cumplimiento de la meta de aprovechamiento de gas natural.
15. Verificar la eficiencia operativa en la producción de yacimientos no convencionales.
16. Constatar los resultados obtenidos mediante la aplicación del factor de recuperación de petróleo crudo y gas natural.
17. Verificar el cumplimiento de la meta de perforación y terminación de pozos de desarrollo.
18. Verificar la calidad del petróleo crudo enviado al Sistema Nacional de Refinación para su procesamiento.
19. Evaluar la calidad del petróleo enviado a PMI Comercio Internacional para su exportación.
20. Verificar la calidad del gas natural enviado a PGPB para su procesamiento.
21. Evaluar los costos de descubrimiento y desarrollo de hidrocarburos y su comparativo con empresas petroleras de clase mundial.
22. Revisar los costos de producción de petróleo crudo y su comparativo con empresas petroleras de clase mundial.
23. Analizar el cumplimiento de las disposiciones normativas del Sistema de Evaluación del Desempeño, aplicables en la elaboración de la Matriz de Indicadores para Resultados.
24. Verificar los controles internos establecidos por PEP en cada una de las áreas relacionadas con los procesos de exploración, producción y distribución de petróleo crudo y gas natural respecto de las disposiciones establecidas por la Unidad de Control Interno Institucional (UCII) de Pemex.
25. Evaluar la aplicación del criterio de rendición de cuentas en el cumplimiento de las metas y objetivos fijados en la planeación, programación y presupuestación.

#### *Áreas Revisadas*

Las subdirecciones de Desarrollo de Campos; de Planeación y Evaluación; de Exploración; de Producción Región Norte, Sur, Marina Noreste y Suroeste; Unidad de Negocio de Perforación; de Distribución y Comercialización, y de Administración y Finanzas, adscritas a Pemex Exploración y Producción.

### *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. Presupuesto de Egresos de la Federación: Estrategia Programática de PEP, Objetivo Estratégico de la Entidad Núm. 6.
2. Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria: Art. 45.
3. Otras disposiciones de carácter general, específico, estatal o municipal: Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018, Objetivo 4.6, Estrategia 4.6.1., Tercera y Cuarta línea de acción; Programa Sectorial de Energía 2013-2018, Línea de acción 1.4.3 y 1.6.2.; Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2014-2018, Objetivo 1, 2, 3 y 7, Estrategias 1.5. y 7.5; Estrategia Nacional de Energía 2013-2027, Tema estratégico 13, Primera línea de acción y 14, Tercera línea de acción; Ley de Petróleos Mexicanos, Art. 112; Contrato de Compraventa de Petróleo Crudo formalizado entre PEP y PR, Anexo E; Contrato de Compraventa de Petróleo Crudo formalizado entre PEP y PMI Comercio Internacional, Anexo 1; Contrato de Compraventa de Gas formalizado entre PEP y PGPB, Anexo B.

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

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

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

Artículos 6, 12, fracción IV; 13, fracciones I y II; 15, fracciones XIV, XV y XVI; 29, fracción X; 32; 39; 49, fracciones I, II, III y IV; 55; 56, y 88, fracciones VIII y XII, de la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación.

### *Comentarios de la Entidad Fiscalizada*

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

Resultado 3.- El organismo señaló que el decremento de la tasa de restitución de reservas de hidrocarburos fue parcialmente compensado por el incremento en las reservas probadas por desarrollos y revisiones de 106 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en la región norte; sin embargo se realizaron ajustes de reservas por revisión del comportamiento de producción de agua en los activos Samaria Luna y Bellota Jujo, además en la región marina noroeste no se tuvieron nuevos descubrimientos por actividad exploratoria en 2014.

Resultado 9.- PEP informó que la disminución en la producción de petróleo crudo se debe principalmente al proceso natural de declinación de 2% anual en el Activo Integral Cantarell; así como al cierre de pozos por fenómenos meteorológicos adversos y retrasos en la llegada de equipos de perforación.

Asimismo, señaló que en el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo se realizaran acciones para evitar la declinación en la producción, las cuales están orientadas a en actividades de mantenimiento, reparaciones mayores, optimización de procesos para mejorar la eficiencia en la inversión e implementación de procesos por administración.

Resultado 11.- El organismo precisó que el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo gestionará ante la Subdirección de Distribución y Comercialización un nuevo estudio para actualizar el factor de mermas por evaporación de transporte de acuerdo a las características de crudo que se produce.

Resultado 12.- El organismo comunicó que para fortalecer la oferta de gas natural, el Activo de Producción Burgos, implementará acciones enfocadas al desarrollo de campos que presenten mejores expectativas de producción, a la explotación simultánea de varios yacimientos en un mismo pozo; a la perforación de pozos estratégicos y a maximizar el uso de sistemas artificiales necesarios para continuar con la explotación óptima de los yacimientos.

Asimismo, en el Activo de Producción de gas Veracruz se continuará con la estrategia basada en la optimización de los campos en desarrollo y de la infraestructura existente, la cual estará sujeta a la disponibilidad y asignación de presupuesto.

Resultado 13.- PEP señaló que para fortalecer las prácticas operativas que garanticen el transporte y distribución del gas natural se implementarán acciones relacionadas con un programa semanal de limpiezas en la red de gasoductos, optimizar la instalación de minicompresores en estaciones de recolección de gas, monitoreo en tiempo real y mejoras en la infraestructura superficial del manejo de gas.

Resultado 17.- El organismo informó que el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo llevará a cabo estrategias para aumentar la perforación y terminación de pozos de desarrollo, las cuales se enfocarán en áreas de mayor potencial petrolífero y de mejores propiedades petrofísicas que permiten una mayor recuperación de hidrocarburo, las cuales están sujetas a la asignación presupuestal.

Resultado 18.- PEP indicó que en relación con la calidad del petróleo crudo enviado al Sistema Nacional de Refinación se realizaron acciones enfocadas al manejo de mayor capacidad de agua de lavado, a la contratación de una lancha para abastecer el producto químico con la integración de la bomba de trasiego, al manejo del aceite recuperado y confinado y la mejora en la distribución del pretratamiento costa afuera.

Asimismo señaló que, a partir de septiembre de 2014 el acondicionamiento del crudo Muro se integró a la corriente del crudo Pozoleo, debido a la dificultad para deshidratar este tipo de crudo y para cumplir con el parámetro contractual de sal.

Resultado 19.- PEP señaló que respecto del incumplimiento contractual del crudo Maya, las causas se debieron a un descontrol de calidad en la corriente Maloob-A, a un alto contenido de sal por los movimientos operativos que corresponden al trasiego del crudo del barco ecológico "Toisa Pisces" en la plataforma Ku-F; por lo que se ha solicitado a la Gerencia de Construcción, Supervisión, Perforación y Mantenimiento que se incremente el número de muestreos que permitan estimar con exactitud el volumen de crudo contaminado así como reforzar los controles para el debido manejo de los pozos identificados con problemas de



calidad; sin embargo, no se cuenta con infraestructura que permita acondicionar el crudo a parámetros establecidos en el Contrato de Compraventa.