

Pemex-Refinación**Producción y Distribución de Petrolíferos**

Auditoría de Desempeño: 14-6-47T4M-07-0325

DE-206

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 el abastecimiento de petrolíferos que demanda el país, con precios competitivos, calidad y eficiencia.

Alcance

La auditoría efectuada a Pemex Refinación (PR) comprendió la revisión de los hilos conductores de “asegurar el abastecimiento de petrolíferos”, “generar valor económico”, así como el de “mecanismos de seguimiento, evaluación y control” en las actividades de producción y distribución de petrolíferos.

En el primer hilo, la revisión consistió en verificar el cumplimiento del objetivo estratégico de asegurar el abastecimiento de petrolíferos que demanda el país, a cargo de PR.

En lo que refiere al hilo conductor de generar valor económico, se revisó el cumplimiento de los programas de ampliación, modernización y mantenimiento de la infraestructura de proceso y transporte; la utilización de la capacidad para la producción y distribución de petrolíferos; el cumplimiento de las metas de procesamiento, rendimiento por barril de petróleo crudo procesado; índice de intensidad energética; paros no programados y días de autonomía de crudo en refinerías; el incremento en el número de tomas clandestinas y sus costos de reparación; así como el cumplimiento de los parámetros de calidad de las gasolinas y el diésel, y la competitividad de los costos de producción e importación de petrolíferos.

Respecto de los mecanismos de seguimiento, evaluación y control, se analizó la alineación de la Matriz de Indicadores para Resultados (MIR) de los programas presupuestarios B001 “Producción de petróleo crudo, gas, petrolíferos y petroquímicos” y E010 “Distribución de petróleo crudo, gas, petrolíferos y petroquímicos” con los de la planeación de mediano plazo, la lógica horizontal y vertical, el seguimiento de los principales indicadores en los Informes Trimestrales sobre la Situación Económica las Finanzas y la Deuda Pública, emitidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público en 2014; el control interno de las actividades relacionadas con la producción y distribución de petrolíferos, así como la rendición de cuentas realizada en la Cuenta Pública 2014 de dichas actividades.

La auditoría se realizó de conformidad con la normativa de 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 política evaluada de asegurar el abastecimiento de petrolíferos con eficiencia, calidad y competitividad.

Antecedentes

El 7 de junio de 1938, se crea a Petróleos Mexicanos como una empresa descentralizada con carácter técnico, industrial y comercial, y con personalidad jurídica y patrimonio propio, con objeto de efectuar todas las operaciones relacionadas con la industria petrolera como la 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 petrolera, desde las actividades de exploración hasta la venta final de los derivados del hidrocarburo.

En 1979, las últimas refinerías entraron en operación en Cadereyta, Nuevo León, y en Salina Cruz, Oaxaca, con una capacidad de procesamiento de 100.0 y 165.0 Mbd, respectivamente.

En 1980, México ocupaba el lugar 11 como refinador en el mundo, ya que contaba con una capacidad de proceso de 1,525.0 Mbd.

En 1991, las refinerías de Azcapotzalco y Poza Rica dejaron de operar, y se redujo la capacidad de procesamiento a 1,476.0 Mbd.

En 1992, se publicó la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, que dio origen al organismo Pemex Refinación (PR), al cual le corresponde el procesamiento de crudo para elaborar productos petrolíferos y derivados del petróleo (gasolinas, diésel, turbosina, combustóleo, parafinas, lubricantes, entre otros), susceptibles de servir como materias primas industriales básicas, así como su almacenamiento, transporte, distribución y comercialización.

De 1993 a 1997, se inició la construcción de 20 plantas en las 6 refinerías de Pemex Refinación con objeto de mejorar la calidad de las gasolinas, diésel y combustóleo en Salina Cruz, Oaxaca (4); Cadereyta, Nuevo León (4); Tula, Hidalgo (8); Minatitlán, Veracruz (1); Ciudad Madero, Tamaulipas (1), y Salamanca, Guanajuato (2).

En 1998, se emprendió un programa de reconfiguración de refinerías enfocado a incrementar la capacidad de procesamiento de crudo pesados y a obtener mejores rendimientos a la fecha, únicamente 3 de las 6 refinerías cuenta con procesos de conversión profunda.

En 2006, se inició un proyecto de modernización en sus refinerías, con el objetivo de producir gasolinas y diésel bajos en azufre.

En 2008, la Secretaría de Energía (SENER) realizó un diagnóstico para contar con información relevante sobre la situación de Pemex, en el que se destacó que durante la última década la demanda de petrolíferos en el mercado nacional aumentó 17.0%; la de gasolinas se incrementó 52.0%; la de diésel, 37.0%, y la de turbosina, 44.0%, en contraste la producción de gasolinas se mantuvo constante durante 1998-2007, las importaciones se incrementaron 125.5%, lo que significó pasar de una factura de importación de gasolinas de 1,062.0 millones

de dólares a 10,052.0 millones de dólares. Asimismo, se identificó que PR tenía brechas de desempeño respecto de los estándares de la industria y que las características del crudo extraído crearon desafíos para las refinerías, debido a que éstas fueron diseñadas para procesar crudos distintos (ligeros y superligeros) de los que se extrae (pesados).

La reforma energética de 2008 no tuvo el efecto esperado en los indicadores de los procesos en la refinación de petróleo crudo, ya que de 2009 a 2013 la producción de petrolíferos disminuyó en 5.0%, al pasar de 1,316.2 a 1,250.6 Mbd, por lo que el volumen de las importaciones aumentó 16.1%, para satisfacer la demanda creciente.

En el Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018, se señala que la capacidad de producción y refinamiento de petrolíferos en el país ha disminuido en los últimos años. En contraste, la demanda nacional de gasolinas y diésel ha aumentado como resultado del incremento del parque vehicular, las necesidades de transporte y los menores precios de las gasolinas respecto de sus referencias internacionales. Lo anterior ha creado un déficit en el abasto de energéticos, que ha sido cubierto con crecientes importaciones. Asimismo, en el Programa Sectorial de Energía 2013-2018 se identificó que la falta de nueva capacidad de procesamiento y el bajo desempeño operativo, derivado del bajo nivel de utilización de las plantas, elevados índices de intensidad energética, configuración desactualizada de algunas refinerías y paros no programados ha limitado aumentar la capacidad de procesamiento.

Para atender esta problemática, el Ejecutivo Federal estableció en materia de refinación de petróleo crudo, el objetivo de asegurar el abastecimiento de petrolíferos que demanda el país, mediante una operación eficiente, con calidad y competitividad. En congruencia en el Programa Sectorial de Energía se estableció el objetivo de “optimizar la capacidad productiva y de transformación de hidrocarburos, asegurando procesos eficientes y competitivos”.

En el Presupuesto de Egresos de la Federación 2014, se estableció el objetivo de “alcanzar un desempeño operativo superior al promedio de la industria en las actividades de transformación mediante la optimización de la infraestructura existente (...)”.

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 los derivados como petrolíferos y petroquímicos básicos. Tras la reforma, el Estado mantiene la exclusividad para la exploración y extracción de hidrocarburos, pero las actividades de transformación se liberaron.

Conforme a los acuerdos de creación de las Empresas Productivas del Estado Subsidiarias (EPS) publicados el 28 de abril de 2015, los Organismos Subsidiarios de Pemex se integran en las dos divisiones siguientes: Exploración y Producción cuyo objeto es la exploración y extracción de hidrocarburos (petróleo y gas), desde la incorporación de reservas hasta la entrega para su transformación o uso final, 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 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 expedirse en un plazo no mayor de 180 días naturales.

Las funciones que tenía a su cargo PR fueron distribuidas conforme al nuevo arreglo institucional, a cargo de la Empresa Productiva Subsidiaria de Transformación Industrial.

Resultados

1. Participación de la producción nacional en la demanda de petrolíferos

Se verificó que en 2014, PR cubrió con producción nacional el 60.0% (739.7 Mbd) de la demanda nacional de los principales petrolíferos (gasolinas, diésel y turbosina) de 1,233.6 Mbd, cifra inferior en 6.3 puntos porcentuales a la meta de 66.3%, debido principalmente a la falta de calidad en el crudo entregado por PEP, por la presencia de cloruros orgánicos en la mezcla.

El organismo cubrió el 40.0% restante de la demanda interna con importaciones, lo cual resultó superior en 18.7%, respecto de lo programado de 33.7%.

En 2014, la producción de petrolíferos de 1,115.7 Mbd, se ubicó 8.6% por debajo de la meta de 1,221.2 Mbd; en tanto que el volumen de importaciones de 555.7 Mbd, se ubicó 21.6% por encima de lo programado de 457.1 Mbd. En ese año, la participación de las gasolinas y diésel fue de 63.5% de la producción total de petrolíferos, en tanto que en las importaciones su participación fue de 90.5% del volumen total.

En el periodo 2005-2014, la producción de petrolíferos disminuyó en 10.2% (127.2 Mbd), al pasar de 1,242.9 Mbd a 1,115.7 Mbd. En contraste, el volumen de importaciones de petrolíferos se incrementó en 113.1%, al pasar de 260.8 Mbd a 555.7 Mbd en esos años, lo que significó que en el periodo de análisis se recurrió a crecientes importaciones para satisfacer la demanda nacional de petrolíferos.

14-6-47T4I-07-0325-07-001 Recomendación al Desempeño

Para que la Dirección General de Petróleos Mexicanos exponga a su Consejo de Administración las razones por las cuales no se cumplieron las metas de producción de petrolíferos, y con base en los resultados se tomen las decisiones para programar las acciones pertinentes, con objeto de que se cumplan los programas de producción de petrolíferos en cumplimiento del artículo 45 de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y el Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados.

2. Utilización de la infraestructura de procesamiento de petróleo crudo

En 2014, PR utilizó el 68.3% (1,155.1 Mbd) de la capacidad instalada para el procesamiento de crudo de 1,690.0 Mbd, por lo que cumplió en 90.2%, lo cual resultó inferior en 9.8% a la meta de utilizar el 75.7% (1,280.0 Mbd). Asimismo, se constató que el Sistema Nacional de Refinación (SNR) obtuvo un resultado inferior en 0.4% (0.3 puntos porcentuales) en relación con el estándar internacional de 68.6%. En ese año, PR redujo en 5.7% la utilización de la capacidad instalada respecto de lo utilizado en 2013.

En el periodo 1992-2014, la capacidad instalada de proceso de crudo en el Sistema Nacional de Refinación se incrementó en 10.9% (166.0 Mbd), al pasar de 1,524.0 Mbd a 1,690.0 Mbd, en tanto que el índice de utilización disminuyó 16.3 puntos porcentuales, al pasar de 84.6% a 68.3%, lo que se reflejó en la disminución de 10.4% del volumen de petróleo crudo procesado.

14-6-47T4I-07-0325-07-002 Recomendación al Desempeño

Para que la Dirección General de Petróleos Mexicanos exponga a su Consejo de Administración las razones por las cuales no se cumplieron las metas de utilización de la capacidad instalada para la producción de petrolíferos, y con base en los resultados se tomen las decisiones para programar las acciones pertinentes, con objeto de que se cumplan los programas de utilización de la infraestructura de producción de petrolíferos en cumplimiento del artículo 45 de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, la Estrategia Nacional de Energía 2013-2027, el 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. Utilización de la infraestructura de distribución de petrolíferos

En 2014, el volumen de petrolíferos distribuidos fue de 809.8 Mbd, inferior en 51.6 Mbd respecto de lo programado para ese año de 861.4 Mbd. Asimismo, se reportó un porcentaje de utilización de 94.0%, menor en 6.0 puntos porcentuales de la meta del 100.0%.

En ese año, se detectaron diferencias en la información de la capacidad instalada programada establecida en la MIR del Pp E010 (861.4 Mbd) y la incluida en los registros internos de PR (889.4 Mbd).

Por tipo de transporte, el organismo proporcionó el reporte de la capacidad instalada programada de 2014; sin embargo no proporcionó la desagregación de la meta por tipo de transporte ni en las unidades que permiten realizar el análisis de la información.

14-6-47T4I-07-0325-07-003 Recomendación al Desempeño

Para que la Dirección General de Petróleos Mexicanos exponga a su Consejo de Administración las razones por las cuales no se cumplieron las metas de utilización de la capacidad instalada para la distribución de petrolíferos, y con base en los resultados se tomen las decisiones para programar las acciones pertinentes, con objeto de que se cumplan los programas de utilización de la capacidad instalada de distribución de petrolíferos, en cumplimiento del artículo 45 de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y el Programa Sectorial de Energía 2013-2018, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados.

14-6-47T4I-07-0325-07-004 Recomendación al Desempeño

Para que la Dirección General de Petróleos Mexicanos exponga a su Consejo de Administración las causas por las cuales la información reportada en la MIR del Pp E010 respecto de la capacidad instalada programada no se corresponde con los registros internos de PR, se tomen las decisiones para programar las acciones pertinentes, a fin de disponer de la información clara y confiable que permita la adecuada transparencia y difusión de la información, con objeto de dar cumplimiento del artículo 112 de la Ley de Petróleos Mexicanos, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados.

4. Modernización y ampliación de la infraestructura de producción y distribución

Se verificó que, en 2014, PR realizó avances en dos proyectos de conversión y aprovechamiento de residuales en la refinería de Salamanca, los cuales tuvieron cumplimientos de avance físico de 5.0% y 32.8%, respectivamente, debido a que el presupuesto autorizado para estos proyectos se redujo en 85.8% y 19.3% respecto del programado. Como resultado de las modificaciones del presupuesto, se incluyeron tres

proyectos de aprovechamiento de residuales en las refinerías de Tula y Salina Cruz, los cuales registraron un cumplimiento de avance físico de 41.1% y 97.5% respecto de lo programado. En cuanto al avance financiero, se constató que existieron variaciones en el presupuesto ejercido, por lo que se registraron cumplimientos de 142.9% y 172.6%, debido principalmente al cambio en el monto y alcance para convertir el estudio de preinversión en proyecto de inversión, así como en el inicio de la fase de construcción del proyecto. El proyecto de preinversión para el aprovechamiento de residuales de Salina Cruz no registró avance físico, debido a los ajustes presupuestales presentados durante el ejercicio, por lo que se ejerció el 1.4% del presupuesto original de 154,403.0 miles de pesos.

En cuanto a los proyectos de ampliación de la infraestructura de distribución de petrolíferos por ductos, se constató que PR realizó uno de los dos proyectos programados y registró un cumplimiento de 117.0% en el avance físico; en tanto que la construcción de un ramal se suspendió debido a la falta de recursos presupuestarios y medidas de austeridad. Respecto de los proyectos en terminales y residencias, se programó la realización de cinco proyectos, de los cuales ninguno se concluyó.

14-6-47T4I-07-0325-07-005 **Recomendación al Desempeño**

Para que la Dirección General de Petróleos Mexicanos exponga a su Consejo de Administración las razones por las cuales no se cumplieron los programas de configuración de las plantas de proceso y de modernización y ampliación de la infraestructura de distribución de petrolíferos, y con base en los resultados se tomen las decisiones para programar las acciones pertinentes, con objeto de que se cumplan los avances físicos y financieros de dichos programas, en cumplimiento del artículo 45 de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, el Programa Sectorial de Energía 2013-2018 y la Estrategia Nacional de Energía 2013-2027, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados.

5. Mantenimiento y rehabilitación de la infraestructura de producción

En 2014, el programa de mantenimientos correctivos de la infraestructura de producción de petrolíferos alcanzó un cumplimiento de 96.4%, al realizar 34,979 órdenes de mantenimiento, lo que representó 1,290 órdenes menos que las programadas (36,269 órdenes). El mantenimiento preventivo registró un porcentaje de cumplimiento de 93.9%, ya que se realizaron 69,948 órdenes, respecto de las 74,493 programadas; resultado inferior en 1.1.puntos porcentuales al referente internacional de 95.0%.

El programa de mantenimientos predictivos se cumplió en 100.0%, al realizar las 83,844 órdenes de mantenimientos que programaron; resultado superior en 5.0 puntos porcentuales al referente internacional de 95.0%.

En 2014, el programa de rehabilitación de las plantas de proceso alcanzó un cumplimiento de 47.7%, ya que se realizó la rehabilitación de 21 instalaciones de las 44 programadas; las 23 rehabilitaciones restantes fueron diferidas para 2015, debido principalmente a la falta de presupuesto, así como por estrategias operacionales para sustentar la producción de petrolíferos por la presencia de cloruros orgánicos en el crudo.

14-6-47T4I-07-0325-07-006 Recomendación al Desempeño

Para que la Dirección General de Petróleos Mexicanos exponga a su Consejo de Administración las razones por las cuales no se cumplió el programa de rehabilitación de la infraestructura de procesamiento de crudo, y con base en los resultados se tomen las decisiones para programar las acciones pertinentes, con objeto de dar cumplimiento al artículo 45 de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, a la Estrategia Nacional de Energía 2013-2027 y al Programa de Rehabilitación de Pemex Refinación 2014, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados.

6. Mantenimiento y rehabilitación de la infraestructura de distribución

En 2014, el programa de mantenimiento de la infraestructura de distribución de petrolíferos por ductos alcanzó un cumplimiento de 96.0%, al realizar 73,632 órdenes de mantenimiento preventivo de las 76,710 programadas.

En ese año, el programa de mantenimiento en terminales y residencia registró un cumplimiento de 99.8%, al realizar 8,965 órdenes de mantenimiento, respecto de las 8,986 programadas.

El programa de rehabilitación de ductos alcanzó un porcentaje de cumplimiento de 81.7%, al realizar la rehabilitación de 374 indicaciones, respecto de las 458 programadas para ese año, y atendió 327 indicaciones no programadas que representaban un riesgo para sostener el volumen transportado de hidrocarburos.

En tanto que el programa de rehabilitación en terminales y residencias registró un cumplimiento de 20.0%, al realizar 4 reparaciones en sus instalaciones, respecto de las 20 programadas para ese año. De las 16 rehabilitaciones restantes, 8 (50.0%) fueron reprogramadas para 2015; 7 (43.7%) se encuentran en proceso de ejecución de los convenios modificatorios de monto y plazo del contrato, y 1 (6.3%) fue rescindida por incumplimiento por parte del contratista al programa de ejecución.

En el periodo 2009-2014, el número de órdenes de mantenimiento en ductos disminuyó en 1.8% (1,354 órdenes de mantenimiento).

14-6-47T4I-07-0325-07-007 Recomendación al Desempeño

Para que la Dirección General de Petróleos Mexicanos exponga a su Consejo de Administración las razones por las cuales no se cumplió en su totalidad el programa de rehabilitación de la infraestructura de distribución de petrolíferos, y con base en los resultados se tomen las decisiones para programar las acciones pertinentes, con objeto de dar cumplimiento al artículo 45 de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y al programa de rehabilitación de la infraestructura de distribución de petrolíferos en ductos y terminales, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados.

7. Paros no programados

En 2014, el índice de paros no programados del Sistema Nacional de Refinación fue del 2.6%, resultado inferior en 1.4 puntos porcentuales a la meta límite de 4.0%, pero superior en 1.6% puntos porcentuales al estándar internacional.

En el periodo 2007-2014, el Índice de Paros no Programados (IPNP) mostró un resultado favorable al disminuir 0.8%, al pasar de 3.1 a 2.3 puntos porcentuales, lo anterior debido a la aplicación de la reestructura organizacional para el fortalecimiento del control en la supervisión del mantenimiento enfocada a la Confiabilidad Operacional y el reforzamiento de la administración del trabajo, con la implantación del Programa de Acción Directa (PAD).

8. Volumen de petróleo crudo procesado

En 2014, el SNR registró un avance de 90.2%, al procesar 1,155.1 Mbd de petróleo crudo, resultado inferior en 9.8% (124.9 Mbd) al volumen programado de 1,280.0 Mbd, debido principalmente a la reprogramación de mantenimientos; la realización de rehabilitaciones no previstas y problemas operativos en el SNR, así como a la reducción de la demanda de combustóleo y los problemas de desalojo de este producto, y la afectación en las refinerías de Cadereyta, Salamanca, Salina Cruz y Tula a causa de cloruros orgánicos en el crudo.

En el periodo 1992-2014, el organismo registró una reducción en la eficiencia en las instalaciones productivas, ya que el volumen de petróleo crudo procesado en el SNR se redujo en 10.4%, al pasar de 1,289.5 Mbd a 1,155.1 Mbd. A partir de 2004 se observa una tendencia decreciente en el procesamiento de crudo de 11.4%. El procesamiento de petróleo crudo superligero mostró una reducción de 93.7% (5.9 Mbd), ya que a partir de 2011 se dejó de procesar este tipo de crudo; en contraste, el petróleo crudo reconstituido mostró una disminución de 86.8% en su procesamiento (38.1 Mbd), y alcanzó el nivel más alto en 2008 y en 2012, el más bajo.

14-6-47T4I-07-0325-07-008 Recomendación al Desempeño

Para que la Dirección General de Petróleos Mexicanos exponga a su Consejo de Administración las razones por las cuales no se cumplieron las metas de procesamiento de crudo, y con base en los resultados se tomen las decisiones para programar las acciones pertinentes, a fin de optimizar el procesamiento de crudo y cumplir las metas en la materia, con objeto de dar cumplimiento al artículo 45 de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, al Programa Sectorial de Energía 2013-2018 y al 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. Rendimiento por barril de petróleo crudo procesado

En 2014, el cumplimiento en el rendimiento de gasolinas y diésel fue de 97.5% y 96.5%, respectivamente, conforme a lo programado. Asimismo, se observó que, en ese año, el rendimiento de combustóleo, considerado un residuo, superó lo programado en 107.7%, por lo que el resultado no fue favorable, ya que su incremento implica un menor aprovechamiento del petróleo crudo.

En el periodo 2003-2014, los rendimientos de gasolinas y diésel registraron un comportamiento positivo al registrar 1.4 y 0.9 puntos porcentuales, respectivamente. En contraste, el rendimiento de combustóleo presentó un comportamiento positivo al reportar una disminución de 7.2 puntos porcentuales en el mismo periodo, lo que implicó un mayor aprovechamiento del petróleo crudo y permitió incrementar la eficiencia de las instalaciones productivas en los años de referencia.

14-6-47T4I-07-0325-07-009 Recomendación al Desempeño

Para que la Dirección General de Petróleos Mexicanos exponga a su Consejo de Administración las razones por las cuales no se cumplió la meta límite de rendimiento por barril de petróleo crudo procesado, y con base en los resultados se tomen las decisiones para programar las acciones pertinentes, a fin de incrementar el aprovechamiento del petróleo crudo, con objeto de dar cumplimiento al artículo 45 de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, a la Estrategia Nacional de Energía 2013-2027 y al 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. Índice de intensidad energética

En 2014, PR se registró un índice de 139.5% de energía para su operación, por lo que rebasó en 5.7% (7.5 puntos porcentuales) la meta límite establecida y en 1.4% (2.0 puntos porcentuales) el referente internacional de 137.5%.

Del análisis de los reportes del índice de intensidad energética en las refinerías del SNR, se comprobó que las principales causas de variación que repercutieron en los resultados del índice de intensidad energética fueron a los bajos porcentajes de utilización de las unidades de proceso de las refinerías de Madero y Salamanca. Además, la disminución en el procesamiento de crudo durante el primer semestre del año, por los altos contenidos de cloruros orgánicos encontrados en el crudo Istmo enviado por Pemex Exploración y Producción (PEP).

En el periodo 1996-2014, el índice de intensidad energética registró un incremento de 1.9% (2.6 puntos porcentuales), al pasar de 136.9% a 139.5%, debido a que en las refinerías de Salamanca, Salina Cruz y Tula el consumo de energía aumentó 5.0, 12.9 y 11.4 puntos porcentuales, respectivamente.

14-6-47T4I-07-0325-07-010 Recomendación al Desempeño

Para que la Dirección General de Petróleos Mexicanos exponga a su Consejo de Administración las razones por las cuales no se cumplió la meta del índice de intensidad energética y con base en los resultados se tomen las decisiones para programar las acciones pertinentes para disminuir el consumo de energía, con objeto de dar cumplimiento al artículo 45 de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, a la Estrategia Nacional de Energía 2013-2027 y al Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2014-2018, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados.

11. Días de autonomía de crudo en refinerías

En 2014, el SNR obtuvo 5.0 días de autonomía de crudo, resultado superior en 19.0% a los días de autonomía mínimos establecidos (4.2 días), e inferior en 7.4% a los 5.4 días máximos, por lo que todas las refinerías estuvieron dentro de los rangos programados. Asimismo, se verificó que la refinería de Salina Cruz registró el nivel más alto, al reportar 7.7 días de autonomía de crudo, y la que presentó la menor autonomía fue Salamanca con 3.2 días.

En el periodo 2008-2014, el Sistema Nacional de Refinación mostró un incremento de 13.6% en los días de autonomía de petróleo crudo, en 2010 registró el nivel máximo de 5.4 días, a partir de ese año se redujo en 7.4% los días de autonomía de petróleo crudo.

12. Volumen del petróleo crudo entregado y calidad de las gasolinas y diésel

Se verificó que en 2014, PR recibió 1,151.7 Mbd de petróleo crudo, volumen inferior en 60.2 Mbd a los 1,211.9 Mbd que solicitó a PEP ese año. Se observó que el tipo de crudo que registró una diferencia significativa en el abasto fue el istmo, el cual es considerado el de mayor calidad, al reportar 43.7 Mbd menor que los solicitados (668.6 Mbd).

En cuanto a la calidad de las gasolinas Magna y Premium, se verificó que, en 2014, el promedio anual de contenido de azufre fue de 706.5 y 29.5 partes por millón, cifras menores en 29.3% y 63.1%, respectivamente, en cuanto a los parámetros máximos establecidos en la Norma 086. En cuanto a la gasolina magna de ultra bajo azufre (UBA), se constató que registró un valor inferior en 51.2%, al contenido máximo de azufre que puede contener este en combustible.

Respecto de la calidad del Diésel y Diésel UBA, se verificó que, en 2014, el promedio anual del contenido de azufre fue de 393.0 y 7.9 partes por millón, cifras menores en 21.4% y 47.3%, respectivamente, a los parámetros máximos establecidos en la Norma.

En el periodo 2006-2014, el contenido de azufre en las gasolinas Magna y Premium registró una disminución de 2.7% y 74.5%, respectivamente, manteniéndose ambos por debajo del límite establecido. Para el caso de la gasolina de ultra-bajo azufre (UBA), se reportó una reducción de 90.0%. Asimismo, el diésel y diésel UBA mostraron una disminución de 5.2% y 96.9%, respectivamente.

13. Costo de producción e importación de gasolinas y diésel

En 2014, el costo de producción de las gasolinas Pemex Magna y Pemex Premium fue marginalmente mayor que el costo de importación, ya que el costo de producción de la gasolina Pemex Magna fue de 1,553.4 pesos por barril, cifra superior en 2.1% respecto del costo de importación. Asimismo, el costo de producción de la gasolina Pemex Premium (1,626.0 pesos por barril) fue mayor en 0.1% en relación con el costo de importación de 1,624.2 pesos por barril, por lo que los costos de producción de PR no son competitivos al ser mayores que los de importación.

Respecto de los costos de producción de diésel, se constató que éstos resultaron competitivos para el organismo, ya que son inferiores en 7.9% (1,605.6 pesos por barril) en relación con los de producción que fueron de 1,488.5 pesos por barril.

En cuanto al precio de venta de las gasolinas Magna y Premium se determinó que, en 2014, éstos no fueron competitivos respecto del precio del referente internacional. El precio de la gasolina magna fue superior en 1.05 pesos por litro (8.2%) del referente internacional que se ubicó en 11.76 pesos por litro, y el de la gasolina Premium fue mayor en 0.5 pesos por litro (3.8%), en relación al precio de venta de los Estados Unidos de América.

Finalmente, se identificó que el precio de venta del diésel, se ubicó 0.1 pesos por litro (0.6%) por debajo del precio del referente internacional, por lo que se determinó que fue competitivo en relación con el precio del referente.

En el periodo 1998 a 2014, el costo de producción de la gasolina magna creció 16.6% en promedio, en tanto que el costo de importación creció en 14.2%; sin embargo, se distingue que, de 1998 a 2008, el costo de importación de gasolina fue mayor que el de producción, pero a partir de 2010 fue más barato importar que producir ese tipo de gasolina. En lo que

refiere a la gasolina premium, el costo de la producción se incrementó en el periodo 1998 a 2014 a un ritmo de 15.4%, lo que fue mayor que el 14.9% de incremento de la importación, por lo que a partir de 2010 PR optó por importarla en lugar de producirla. En el periodo de referencia, el costo de producción del diésel fue inferior en 60.9% al de importación en 1998; sin embargo, para 2014 la producción fue sólo 7.9% más barata. De mantenerse el ritmo de crecimiento actual entre ambos costos, se estima que en 2018 el costo de importación será menor que el de producción.

14-6-47T4I-07-0325-07-011 **Recomendación al Desempeño**

Para que la Dirección General de Petróleos Mexicanos exponga a su Consejo de Administración las razones del incremento de los costos de producción de las gasolinas, y con base en los resultados se tomen las decisiones para programar acciones pertinentes, a fin de que éstos y los de venta sean competitivos, con objeto de dar cumplimiento al Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018 y a la Estrategia Nacional de Energía 2013-2027, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados.

14. Tomas clandestinas

En 2014, se registraron 4,218 tomas clandestinas que se incrementaron 47.5% respecto de 2013 (2,860); sin embargo, el organismo no proporcionó la información respecto del volumen de las pérdidas derivadas de combustible. El 83.0% del total se ubicó en las regiones Centro (36.1%), Norte (24.2%) y Sureste (22.7%), esta situación pone en riesgo las instalaciones, los poblados cercanos e implica una afectación en las finanzas del organismo, pues su costo de reparación ascendió a 447,325.4 mdp.

Respecto del volumen de combustibles transportados por ductos, se verificó que en ese año, en los puntos de entrega se registró un volumen faltante de 8,750.4 Mbd, lo que representó el 2.0% del volumen transportado, 1.82 puntos porcentuales por encima de la diferencia máxima permisible de 0.18%; la diferencia considera las mermas, fugas y tomas clandestinas detectadas; sin embargo, no es posible determinar el volumen que representó cada una de ellas.

En el periodo 2008-2014, el número de tomas clandestinas identificadas registró un incremento significativo de 1,049.3%, al pasar de 367 a 4,218 tomas clandestinas. La región Pacífico fue la que reportó el mayor incremento en el número de tomas clandestinas identificadas (5,945.4%), en tanto que la región del Golfo fue la única que reportó una disminución en el número de tomas clandestinas identificadas (24.6%). En cuanto a los costos de reparación de ductos en los años de referencia, éstos se incrementaron en 815.6%, alcanzando un costo acumulado en el periodo de referencia de 1,439,740.9 miles de pesos, lo que implicó una afectación en las finanzas del organismo.

14-6-47T4I-07-0325-07-012 **Recomendación al Desempeño**

Para que la Dirección General de Petróleos Mexicanos exponga a su Consejo de Administración las razones del incremento de las tomas clandestinas, y con base en los resultados se tomen las decisiones para gestionar y programar las acciones pertinentes, a fin de detectar oportunamente las tomas clandestinas, así como prevenir y mitigar el robo de combustible, con objeto de dar cumplimiento a la Estrategia Nacional de Energía 2013-2027 y al 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. Sistema de Evaluación de Desempeño

En 2014, se constató que los objetivos de las MIR 2014 de los Pp B001 y E010 aprobadas para la producción y distribución de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos, 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 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 petrolíferos, debido a que la utilización de la capacidad instalada en plantas primarias y cumplimiento de los programas de flujo de poliductos permiten el logro del propósito de los programas, que es la producción y distribución nacional, y con ello contribuir a garantizar la satisfacción de la demanda del hidrocarburo.

Respecto de la lógica horizontal de los Pp B001 y E010 se considera que la construcción de los indicadores relacionados con las actividades de producción y distribución de petrolíferos 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 son suficientes para medir los resultados y avances de las actividades de producción y distribución de petrolíferos, así como para evaluar el cumplimiento de los objetivos de PR y su contribución a la atención del problema público.

Debido al proceso de reorganización corporativa de Petróleos Mexicanos, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, mediante el oficio núm. 419-A-15-0808 del 17 de julio de 2015, 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.

16. Control Interno

Se verificó que en 2014 Petróleos Mexicanos emitió los Lineamientos en Materia de Control Interno para Petróleos Mexicanos y sus Organismos.

Se constató que el organismo cumplió con siete de los ocho componentes establecidos en los Lineamientos de la materia, y estableció mecanismos que permitieron evaluar y dar seguimiento al desarrollo de las actividades de la empresa.

17. Rendición de cuentas

Se verificó que en la Cuenta Pública 2014 PR reportó información sobre los resultados obtenidos sobre el porcentaje de producción y distribución de petrolíferos, así como del porcentaje de su participación en el mercado interno, por lo que el organismo incluyó los resultados de la evaluación del desempeño, así como los vinculados al ejercicio de recursos federales transferidos para el logro de sus objetivos y metas, y generó avances relevantes en la atención del problema público objeto de revisión.

Consecuencias Sociales

La baja utilización de las plantas y limitantes en la infraestructura tuvieron un efecto negativo en la producción nacional de petrolíferos, por lo que fue necesario incrementar las importaciones de combustibles para cubrir la demanda; lo anterior, de no atenderse, puede representar un riesgo en el abasto suficiente y oportuno de combustibles a los sectores de consumo como el industrial, de transporte, eléctrico y agrícola, afectar la producción de bienes y la prestación de servicios, y con ello a la población en general.

Resumen de Observaciones y Acciones

Se determinó(aron) 12 observación(es), de la(s) cual(es) 1 fue(ron) solventada(s) por la entidad fiscalizada antes de la integración de este informe. La(s) 11 restante(s) generó(aron): 12 Recomendación(es) al Desempeño.

Dictamen

El presente dictamen 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 abastecimiento de petrolíferos que demanda el país con eficiencia, calidad y competitividad; se aplicaron los procedimientos y las pruebas selectivas que se estimaron necesarios. En consecuencia, existe una base razonable para sustentar el presente dictamen.

Existe un incremento en la demanda de petrolíferos ante un déficit en la producción nacional y una limitada capacidad de infraestructura para incrementar la producción y transportar los combustibles necesarios para satisfacer los requerimientos internos, lo que ha derivado en el incremento de las importaciones.

Para atender esta problemática, el Gobierno Federal propuso la política de asegurar el abastecimiento de petrolíferos que demanda el país con eficiencia, calidad y competitividad, a fin de maximizar el valor económico de la industria. En 2014, la Cámara de Diputados aprobó un presupuesto de 625,291,832.4 miles de pesos para la ejecución de dicha política.

En 2014, el abasto de petrolíferos se realizó sin interrupción, aunque fue necesario incrementar las importaciones de combustibles, especialmente de gasolina regular y diésel de ultra bajo azufre, ya que en ese año la demanda de los principales petrolíferos (gasolina, diésel y turbosina) fue de 1,233.6 Miles de barriles diarios (Mbd), la cual se satisfizo en 60.0% con producción nacional (739.7 Mdb), resultado inferior respecto de lo programado (66.3%), el resto se cubrió con importaciones (40.0%). La participación de la producción nacional en el mercado interno fue menor que en 2013, debido a las limitaciones en la capacidad de infraestructura para incrementar la producción, así como por la falta de calidad en el petróleo crudo recibido, por parte de Pemex Exploración y Producción.

En 2014, Pemex Refinación produjo 1,115.7 Mbd de petrolíferos en sus seis refinerías, resultado inferior en 8.6%, respecto de lo programado de 1,221.2 Mbd, debido a la baja utilización de plantas, así como por fallas y retrasos en las reparaciones. Ante esta situación, las importaciones registraron un incremento y rebasaron en 21.6% la meta de 457.1 Mbd.

En 2014, respecto de la disponibilidad y utilización de las plantas del Sistema Nacional de Refinación (SNR), PR registró un porcentaje de utilización de 68.3%, resultado inferior en 7.4

puntos porcentuales a la meta de 75.7% e inferior en 0.3 puntos porcentuales al referente internacional de 68.6%.

En 2014, el programa de mantenimiento preventivo de la infraestructura de producción alcanzó un cumplimiento de 93.9%, en tanto que el programa de rehabilitación de las plantas de proceso de crudo alcanzó el 47.7%, rehabilitando únicamente 21 instalaciones de las 44 programadas. En la rehabilitación en ductos y terminales, se reportó un cumplimiento de 81.7% y 20.0%, respectivamente. Por lo que refiere a los proyectos de modernización y ampliación de la infraestructura de distribución de petrolíferos por ductos, PR realizó uno de los dos proyectos que se tenían programados para ese año. Asimismo, programó la terminación de 5 proyectos en terminales y residencias; sin embargo, ninguno se concluyó.

El indicador de paros no programados, utilizado para medir el grado de confiabilidad operacional en el Sistema Nacional de Refinación, registró un resultado favorable de 2.6%, inferior en 1.4 puntos porcentuales a la meta límite establecida de 4.0%, y cercano del estándar internacional de 1.0%.

En 2014, se registraron 4,218 tomas clandestinas las cuales se incrementaron 47.5% respecto de 2013 (2,860). El 83.0% del total se ubicó en las regiones Centro (36.1%), Norte (24.2%) y Sureste (22.7%), esta situación pone en riesgo las instalaciones, los poblados cercanos e implica una afectación en las finanzas del organismo, pues su costo de reparación en ese año ascendió a 447,325.4 mdp.

En la eficiencia y el desempeño operativo en las refinerías del Sistema Nacional de Refinación SNR, el rendimiento de gasolinas y diésel por barril de petróleo crudo registraron un cumplimiento de 97.5% y 96.5%, respectivamente. Sin embargo, el rendimiento de combustóleo, considerado un residuo, superó lo programado en 107.7%, resultado no favorable, ya que su incremento implica un menor aprovechamiento del petróleo crudo. Asimismo, el SNR registró un índice de intensidad energética de 139.5%, resultado superior en 5.7% (7.5 puntos porcentuales) a la meta límite establecida de 132.0% y en 1.4% al referente internacional.

En ese año, la capacidad de almacenamiento de petróleo crudo en terminales del SNR obtuvo 5.0 días de autonomía de crudo, resultado que se ubicó dentro del rango mínimo y máximo establecido de 4.2 y 5.4 días, respectivamente.

En cuanto a la calidad de las gasolinas y diésel, se destaca que el contenido de azufre en las gasolinas Magna y Premium, así como la gasolina magna ultra bajo azufre (UBA) y el diésel UBA registraron resultados dentro de los parámetros máximos de azufre que pueden contener estos combustibles conforme a la Norma 086 de la SEMARNAT.

En 2014, el costo de producción de la gasolina Pemex Magna fue superior en 2.1% al costo de importación; en tanto que el de la gasolina Pemex Premium fue mayor en 0.1% que el de importación. Por lo que refiere al costo de producción de diésel, se constató que fue competitivo, ya que fue inferior en 7.9% comparado con el de importación.

En opinión de la ASF, en 2014 Pemex Refinación aseguró el abastecimiento de petrolíferos que demandan los consumidores, pero con una participación mayor de importaciones; en ese año el Sistema Nacional de Refinación, constituido por seis refinerías, procesó el 60.0% del petróleo crudo que se produce en el país y su capacidad para generar productos con valor agregado no logró incrementarse, debido a la limitada ampliación y modernización de la

infraestructura de procesamiento de crudo y transporte de combustibles que se ha mantenido rezagada; en ese año, el organismo no cumplió con las metas de producción de petrolíferos por la falta de calidad en el petróleo crudo recibido de parte de Pemex Exploración y Producción, ni con el índice de utilización de la infraestructura de proceso programado; tampoco con el programa de rehabilitación de las plantas de proceso de crudo, ni con el de ductos y terminales en la infraestructura de distribución de petrolíferos, lo que en conjunto puede limitar el aseguramiento del abasto de combustibles que requiere el país, ya que se prevé que durante los próximos años el diferencial en las tasas de crecimiento de la oferta y la demanda de petrolíferos implicará un incremento aún mayor en el nivel de las importaciones, por lo que será necesario fortalecer la infraestructura de procesamiento y transporte de petrolíferos.

Además, se corre el riesgo de que, en el marco de la Reforma Energética, la empresa subsidiaria de Pemex encargada de los procesos de refinación no pueda enfrentar los nuevos retos del mercado abierto de los petrolíferos y se afecte el suministro de petrolíferos que demandan los sectores de consumo y la población en general.

En el contexto de la reestructuración institucional de Petróleos Mexicanos, la ASF emitió recomendaciones orientadas a que se considere realizar acciones para incrementar la producción de petrolíferos, la eficiencia del procesamiento de crudo, el cumplimiento de los programas de mantenimiento, ampliación y modernización de la infraestructura de distribución, así como contar con el insumo necesario con la calidad que permita optimizar la capacidad productiva, a fin de cumplir con las metas establecidas y los parámetros internacionales.

Apéndices

Procedimientos de Auditoría Aplicados

1. Verificar el cumplimiento de las metas de producción e importación de petrolíferos, con base en el análisis de la oferta-demanda, así como el porcentaje de satisfacción de la demanda cubierta con producción nacional.
2. Evaluar el cumplimiento de las metas de utilización de la infraestructura de producción y distribución de petrolíferos, y su referencia respecto de estándares internacionales.
3. Determinar el cumplimiento de los programas de ampliación, modernización y mantenimiento de la infraestructura de producción y distribución de petrolíferos.
4. Determinar el cumplimiento de las metas establecidas para la refinación de petróleo crudo, relacionadas con el procesamiento, el rendimiento de los combustibles, la intensidad energética de las plantas y los paros no programados.
5. Verificar el cumplimiento de los días de autonomía de petróleo crudo en las refinerías del Sistema Nacional de Refinación (SNR).
6. Determinar que el volumen que PR solicitó a PEP cumpla con el volumen y la calidad de requerida para cada una de las refinerías, así como verificar el cumplimiento de la NOM-086 sobre el contenido de azufre en los combustibles.

7. Evaluar la tendencia de los costos de producción e importación, así como los precios promedio de venta al público de combustibles y su referente internacional.
8. Evaluar la tendencia del número de tomas clandestinas y el costo de reparación de ductos.
9. Revisar y analizar la MIR de los programas presupuestarios relacionados con la producción y distribución de petrolíferos, con la finalidad de verificar si permiten evaluar el cumplimiento de los objetivos estratégicos, la gestión, así como la atención del problema público.
10. Verificar los controles internos establecidos por PR en cada una de las áreas relacionadas con los procesos de producción y distribución de petrolíferos, respecto de las disposiciones establecidas por la UCII.
11. Verificar que los resultados expuestos en la Cuenta Pública 2014 sean congruentes con los objetivos, estrategias y líneas de acción establecidos en los documentos de planeación, programación y presupuestación en materia de producción y distribución de petrolíferos.

Áreas Revisadas

Las subdirecciones de Planeación, Coordinación y Evaluación; de Producción; de Distribución y de Administración y Finanzas, adscritas a Pemex Refinación (PR).

Disposiciones Jurídicas y Normativas Incumplidas

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

1. Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria: artículo 45.
2. Otras disposiciones de carácter general, específico, estatal o municipal: Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018, Estrategia Nacional de Energía 2013-2027, Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2014-2018, Ley de Petróleos Mexicanos, artículo 112, Programa Sectorial de Energía 2013-2018, Programa de Rehabilitación de la Infraestructura de Producción de Petrolíferos y Programa de Rehabilitación de la Infraestructura de Distribución de Petrolíferos de Ductos y Terminales.

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 Núm. 5

Mantenimiento y rehabilitación de la infraestructura de producción

“De acuerdo con el Manual Técnico de Confiabilidad Operacional en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, la referencia de 95.0% se refiere al valor mínimo requerido de mantenimientos preventivos correspondientes al primer cuartil “clase mundial”; sin embargo, derivado del avance en la implementación del sistema Pemex Confiabilidad, PR se ubica en el segundo cuartil de desempeño para el cual el valor mínimo requerido de cumplimiento en 90.0%, por lo que la cifra de mantenimientos preventivos de 93.9%, se ajusta al programa de mantenimientos.

“Las principales causas del diferimiento de las rehabilitaciones de las plantas de proceso programadas en 2014 fueron la falta de autorización en el incremento del presupuesto, así como por estrategias operacionales para sustentar la producción por la presencia de cloruros orgánicos en el crudo recibido”.