

## **Pemex-Exploración y Producción**

### **Infraestructura para la Exploración y Producción de Hidrocarburos**

Auditoría de Desempeño: 11-1-18T4L-07-0171

DE-157

#### ***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 2011, considerando lo dispuesto en el Plan Estratégico de la ASF 2011-2017.

#### ***Objetivo***

Fiscalizar el cumplimiento del objetivo estratégico de elevar la exploración y producción de hidrocarburos de manera sustentable mediante el desarrollo, la operación y el mantenimiento de la infraestructura.

#### ***Alcance***

La auditoría efectuada a Pemex Exploración y Producción (PEP) comprendió la revisión y análisis del diseño de indicadores y de las vertientes de eficacia en el cumplimiento del objetivo estratégico de elevar la exploración y producción de hidrocarburos de manera sustentable, así como la eficiencia y economía en el desarrollo, la operación y el mantenimiento de la infraestructura para la exploración y producción de hidrocarburos.

El primer elemento que se consideró fue el análisis del diseño de indicadores de PEP para evaluar las tres vertientes de revisión.

En eficacia la revisión consistió en verificar el cumplimiento del objetivo de elevar la exploración y producción de hidrocarburos de manera sustentable mediante el desarrollo, la operación y el mantenimiento de la infraestructura; así como el cumplimiento de las metas establecidas en el Programa Nacional de Infraestructura 2007-2012.

En la vertiente de eficiencia, se revisó el éxito exploratorio comercial, los paros no programados y la inversión en exploración y producción, así como la rendición de cuentas.

En cuanto a economía, se determinó la capacidad de inversión para el desarrollo de la infraestructura, la recuperación de la inversión de los principales proyectos de infraestructura, el rendimiento neto del organismo, y los costos de descubrimiento y desarrollo, producción y mantenimiento.

### **Antecedentes**

En 1992, con la publicación en el Diario Oficial de la Federación (DOF) de la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, se creó el organismo Pemex Exploración y Producción (PEP), al cual le corresponde la exploración y producción del petróleo y el gas natural; su transporte, almacenamiento en terminales y comercialización.

De 1992 a 2006 los equipos de perforación se incrementaron en 2.4%, que resultaron insuficientes para recuperar las reservas totales de hidrocarburos, las cuales disminuyeron 2.5% en promedio anual, al pasar de 65,050.0 a 45,376.0 Millones de Barriles de Petróleo Crudo Equivalente (MMBPCE), toda vez que los equipos de perforación se utilizaron principalmente para el desarrollo de pozos para la producción y no para la exploración, lo cual limitó el descubrimiento de nuevos yacimientos.

De 1992 a 2006 la producción de petróleo crudo pasó de 2,668.0 Miles de Barriles Diarios (MBD) a 3,255.6 MBD, un aumento de 1.4% en promedio anual; para ello, los pozos de producción se incrementaron 1.8% promedio anual.

El aumento de la producción de 1.4% en promedio anual y el decremento de 2.5% de las reservas ocasionaron que la estimación de la existencia de reservas totales disminuyera 4.0% en promedio anual (29 años) al pasar de 67 años a 38 años.

Para atender esta problemática, en el Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2007-2012 se estableció el objetivo de asegurar el suministro de los insumos energéticos que demandan los consumidores; y se propuso elaborar un Programa Especial de Infraestructura, con una visión estratégica de largo plazo.

En respuesta a esta disposición, se elaboró el Programa Nacional de Infraestructura 2007-2012, en el cual se señala que en materia de infraestructura de exploración y producción se deberán desarrollar 12 proyectos integrales, que son: Cantarell, Aceite Terciario del Golfo, Burgos, Ku-Maloob-Zaap, Crudo Ligerero Marino, Complemento del Programa Estratégico del Gas, Complejo Antonio J. Bermúdez, Veracruz, Arenque, El Puerto Golpe Ceiba, Jujo-Tecominoacán y Lankauasa.

En congruencia con lo anterior, en el Programa Sectorial de Energía (PROSENER) 2007-2012, se estableció como objetivo elevar la exploración y producción de hidrocarburos de manera sustentable, de tal forma que se garantice la seguridad energética del país.

En 2008, la Secretaría de Energía realizó un diagnóstico sobre el desempeño de Petróleos Mexicanos. En este documento se identificaron en materia de exploración y producción los aspectos siguientes:

- El volumen de las reservas de hidrocarburos disminuyó desde mediados de la década de los ochenta, como resultado de una baja incorporación de nuevas reservas.
- En 2007, las inversiones en exploración se enfocaron principalmente a la adquisición de estudios de 11,849 km cuadrados de sísmica tridimensional, la terminación de 50 pozos

exploratorios y 610 pozos de producción, con lo que se incorporaron 1,053.2 MMBPCE de petróleo crudo equivalente. Aun así la producción anual y las reservas netas disminuyeron.

- A partir de 2005 la plataforma de producción de crudo se redujo significativamente, debido a la declinación del yacimiento Cantarell, el mayor yacimiento del país que llegó a representar el 63.0% de la producción total.
- En 2007, el 92% de la producción de petróleo crudo provino de campos maduros en declinación.
- En la última década los costos de descubrimiento y producción aumentaron debido a la reactivación de la actividad exploratoria.
- Los costos de producción aumentaron de manera considerable por el incremento de los precios de gas que se utiliza para el bombeo, el creciente mantenimiento de pozos, así como la madurez promedio de los campos petroleros.
- Los costos de transporte aumentaron como consecuencia de los incrementos de los insumos y mano de obra, y de los servicios fragmentados de mantenimiento.

Consecuencia del diagnóstico de la situación de Pemex y como parte de la política pública, el Ejecutivo Federal envió al Senado de la República y a la Comisión Permanente del Congreso de la Unión las iniciativas que integraron la Reforma Energética.

Por la trascendencia del tema, el Senado convocó a 21 foros de debate, en donde participaron especialistas en diversos temas. El 23 de octubre de 2008, las reformas fueron aprobadas por la Cámara de Senadores y el 28 de octubre por la Cámara de Diputados, las cuales se publicaron en el DOF el 28 de noviembre del mismo año.

En este contexto, el objetivo estratégico de Pemex Exploración y Producción en materia de infraestructura consistió en elevar la exploración y producción de hidrocarburos de manera sustentable, mediante el desarrollo, la operación y el mantenimiento de la infraestructura, con el propósito de garantizar la seguridad energética del país.

## **Resultados**

### **1. Indicadores**

Para evaluar el desempeño de PEP en materia de infraestructura se utilizaron 23 indicadores, de los cuales 14 corresponden al sistema interno del organismo que se utilizan para el seguimiento y control de sus actividades y se diseñaron otros 9 para evaluar los resultados obtenidos en exploración y producción de hidrocarburos.

Los 14 indicadores de PEP miden la sustentabilidad, el desarrollo, la operación y el mantenimiento de la infraestructura. Los 9 indicadores y criterios de revisión diseñados por la ASF evalúan la participación de las reservas incorporadas por actividades exploratorias en la incorporación de reservas anual, el cumplimiento promedio de las metas del PNI, la

eficiencia en la inversión, el cumplimiento de la inversión del PNI, la participación del gasto corriente y de capital respecto del total, los recursos disponibles para el desarrollo de infraestructura en relación al PIB, la recuperación de la inversión de los principales proyectos de infraestructura y el costo promedio de los mantenimientos predictivo, preventivo y correctivos.

Por lo anterior, es necesario que PEP desarrolle indicadores suficientes para evaluar los resultados obtenidos en materia de proyectos de infraestructura, conforme a lo señalado en el artículo 27, fracción II, y 110 de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria.

Derivado de la reunión de Presentación de Resultados y Observaciones Preliminares del 29 de noviembre de 2012, mediante oficio PEP-SAF-GCG-1640-2012 del 10 de diciembre de 2012, el organismo remitió copia de la MIR 2012 del programa presupuestario K002 "Proyectos de Infraestructura Económica de Hidrocarburos", la cual contiene los indicadores de tasa de restitución de reservas totales, porcentaje de avance físico de proyectos de exploración y producción, y porcentaje del ejercicio en infraestructura en exploración y producción.

## **2. Descubrimientos**

En 2011, se incorporaron reservas totales por 1,461.1 MMBPCE, de las cuales 1,372.0 MMBPCE (93.9%) fueron reservas probadas, volumen superior en 15.5% a lo registrado en 2010. De ese volumen, 242.2 MMBPCE correspondieron a actividades exploratorias (17.7%), cifra inferior en 38.5% a lo incorporado el año anterior.

En 2008, la incorporación de reservas por actividades exploratorias alcanzó el punto máximo con 457.0 MMBPCE, el 43.9% de las reservas incorporadas en ese año y que significó un volumen superior en 259.6% a lo registrado en 1998. A partir de 2009 la incorporación de reservas por actividades exploratorias registró una caída de 37.7%.

Con la producción extraída y la incorporación de reservas probadas, a 2011 el volumen de las reservas totales de petróleo crudo equivalente en el país fue de 43,837.3 MMBPCE, de las cuales 13,810.3 MMBPCE (31.5%) fueron reservas probadas, volumen superior en 0.1% a lo registrado en 2010. Por tipo de producto extraído, las reservas probadas de petróleo crudo fueron de 10,025.2 Millones de Barriles (MMB), inferiores en 1.3% respecto del año anterior; y las reservas probadas de gas natural se ubicaron en 3,785.1 MMB, volumen superior en 4.1% al existente un año antes.

De acuerdo con el Informe de Reservas de Hidrocarburos de México, se precisó que del total de reservas probadas en 2011, el 66.0% (9,114.8 MMBPCE) se clasificaron como desarrolladas, ya que se ubican en los pozos existentes y con la infraestructura actual se requieren inversiones moderadas. De estas reservas, el 72.0% se localizaron en los activos Cantarell, Ku-Maloob-Zaap, Antonio J. Bermúdez, así como en los campos Jujo-Tecominoacan, Ixtal, Bolontikú, Caan, May y Chuc.

El 34.0% (4,695.5 MMBPCE) restante de las reservas probadas se clasificaron como no desarrolladas, por lo que requieren de pozos e infraestructura adicional para su producción, de las cuales el 54% se ubicaron en los activos Ku-Maloob,Zaap, Cantarell, Antonio J. Bermúdez y en los campos Jujo-Tecominoacan; Tsimin, Ayatsil, Kayab y Xux.

De 1999 a 2005, la incorporación de reservas probadas se disminuyó hasta llegar al punto máximo en el último año, en el que decrecieron 7.2%. A partir de 2006 se muestra una recuperación constante hasta llegar a una variación positiva de 0.1% en 2011.

Los resultados anteriores denotan que la exploración de hidrocarburos no impactó favorablemente la incorporación de las reservas probadas por descubrimientos, por lo que la seguridad energética del país presenta debilidades.

Véase acción(es): 11-1-18T4L-07-0171-07-001

### **3. Éxito exploratorio comercial**

En 2011, PEP alcanzó un éxito exploratorio de 48.5%, superior en 3.2% a la meta, que correspondió a un rango del 32.0% al 47.0%, porque de un total de 33 pozos exploratorios terminados, 16 pozos resultaron productivos (48.5%). De los pozos productivos, 7 fueron productores de aceite y gas natural, 5 de gas natural y condensado, 3 de gas seco, y 1 de gas húmedo. Por lo que respecta a los 17 pozos que resultaron improductivos (51.5%), 3 fueron improductivos secos, 6 improductivos invadidos de agua salada, 2 productores no comerciales de aceite y gas natural, 1 productor no comercial de aceite, 2 productores no comerciales de gas seco, 2 productores no comerciales de gas natural y condensados, y 1 taponeado por columna geológica imprevista.

El éxito exploratorio comercial obtenido en 2011 fue inferior en 17.8% al registrado en 2010, por atrasos en las operaciones y la llegada de equipos de perforación en los campos productivos. Durante el periodo 2007-2011, el porcentaje de éxito exploratorio comercial disminuyó en 8.7%, al pasar de 53.1% a 48.5%, contrario a lo establecido en el PROSENER 2007-2012 en lo referente a incrementar el éxito exploratorio.

Véase acción(es): 11-1-18T4L-07-0171-07-002

### **4. Restitución de reservas probadas**

En 2011, PEP alcanzó una tasa de restitución de reservas probadas de 101.1%, valor superior en 9.8 puntos porcentuales al límite de 91.3% de la meta establecida, como efecto del equilibrio entre la producción, que en 2011 fue de 1,357.7 MMBPCE, y a la incorporación de reservas por 1,372.0 MMBPCE, de las cuales 1,219.0 MMBPCE (88.8% del total) fueron por adiciones en campos existentes, que provinieron principalmente de los campos Maloob, Ku, Tsimin, Bricol y Aceite Terciario del Golfo, y 153.0 MMBPCE (11.2%) por descubrimientos en las Cuencas del Sureste en campos.

Durante el periodo 1998-2011, la tasa de restitución de reservas probadas se incrementó 218.9%, al pasar de 31.7% en 1998 a 101.1% en 2011, lo que significó un aumento de 69.4 puntos porcentuales; esto fue atribuible a que la incorporación de reservas probadas se incrementó en 190.4%, y la producción extraída disminuyó en 8.9%.

#### 5. *Relación reservas probadas-producción*

En 2011, PEP cumplió la meta de la relación reservas probadas de petróleo crudo equivalente-producción, que ascendió a 10.2 años, 0.1 años mayor que el límite superior del valor programado para este indicador, que fue de 10.0-10.1 años. De manera específica, al ritmo de producción actual las reservas probadas de petróleo crudo de 2011 se agotarán en 10.8 años; y en las reservas de gas natural se estima una suficiencia de 7.2 años.

#### 6. *Producción y distribución de petróleo crudo*

Con la revisión de los documentos de planeación y programación de mediano plazo, (Programa Sectorial de Energía 2007-2012, Presupuesto de Egresos de la Federación 2011 y Programa Operativo Anual de PEP 2011), la ASF determinó que las metas para 2011 y 2012 del indicador de producción son menores en 23.2% y 21.7%, respectivamente, que la producción de petróleo crudo registrada en 2006, aun cuando el objetivo establecido en el PROSENER 2007-2012 se orienta a elevar la producción de hidrocarburos, y el reto del Plan de Negocios es sostener e incrementar la producción de hidrocarburos.

En 2011, PEP cumplió en 100.0% la meta de producción de petróleo crudo, al registrar una producción total de 2,550.1 MBD. Del total de la producción, el 52.6% se concentró en la región Marina Noreste, el 22.0% en la región Marina Suroeste, el 20.8% en la región Sur y el 4.6% en la región Norte. En comparación con lo registrado en 2010, la producción de petróleo crudo fue inferior en 1.0%.

En ese mismo año, PEP distribuyó 2,515.2 MBD, lo que representó un cumplimiento de 100.5% respecto de la meta establecida. Del volumen distribuido, el 53.3% se envió a exportación y el 46.7% al Sistema Nacional de Refinación (SNR).

De forma específica, el programa de petróleo crudo al SNR se cumplió en 86.3%, al distribuir 186.7 MBD menos que lo programado, y el de exportación en 117.5%, al canalizar 199.6 MBD más que lo programado.

En 2011, la disponibilidad de petróleo crudo de PEP fue de 2,544.1 MBD, volumen superior en 1.1% a la distribución, que fue de 2,515.2 MBD, este diferencial se debió a la incertidumbre de los procesos de medición y de los cambios del crudo desde el punto de producción, a los puntos de venta. El volumen de las ventas interorganismos fue de 1,172.3 MBD, lo que representó el 46.6% del abasto total de PEP, y las exportaciones se ubicaron en 1,342.9 MBD, lo que significó el 53.4% de la distribución de petróleo crudo.

En los últimos 20 años la producción de petróleo crudo disminuyó 4.4%, al pasar de 2,668.0 MBD en 1992 a 2,550.1 MBD en 2011. En 2004, se registró el nivel máximo de producción, que fue de 3,382.9 MBD, de 1992 a 2004 la producción se incrementó en 26.8%, a partir de

ese año la producción de petróleo crudo cayó en 23.5%, al pasar de 3,333.3 MBD en 2005 a 2,550.1 MBD en 2011, principalmente por la declinación del activo Cantarell, que en 2004 representó el 63.2% de la producción total, y en 2011 el 19.6%.

Durante el periodo 1992-2011, el volumen de petróleo crudo entregado a interorganismos disminuyó 8.4% y la exportación 3.0%, lo que demuestra que el decremento impactó en mayor medida a la refinación nacional.

Véase acción(es): 11-1-18T4L-07-0171-07-003  
11-1-18T4L-07-0171-07-004

## 7. *Producción y distribución de gas natural*

Con la revisión de los documentos de planeación y programación de mediano plazo (Programa Sectorial de Energía 2007-2012, Presupuesto de Egresos de la Federación 2011 y Programa Operativo Anual de PEP 2011), la ASF determinó que la meta para 2012 del indicador de producción de gas natural es menor en 6.6%, respecto a la producción alcanzada en 2006, aun cuando el objetivo establecido en el PROSENER 2007-2012 señala elevar la producción de hidrocarburos, y el reto del Plan de Negocios indica sostener e incrementar la producción de hidrocarburos.

En 2011, PEP cumplió en 101.1% la meta de producción de gas natural, al registrar una producción total de 6,594.1 MMPCD. Del total de la producción, el 34.7% se concentró en la región Norte, el 25.7% en la región Sur, el 21.3% en la región Marina Noreste y el 18.3% en la región Marina Suroeste. En comparación con lo registrado en 2010, la producción de gas natural fue inferior en 6.1%.

En 2011, PEP dispuso de 7,754.4 MMPCD de gas natural, de los cuales se destinaron 5,583.2 MMPCD (72.0%) a PGPB y PR; 1,128.6 MMPCD (14.6%) fueron usados en operación del organismo; 360.4 MMPCD (4.6%) se enviaron a la atmósfera, y 682.2 MMPCD (8.8%) correspondieron a empaque neto y encogimiento en compresión y transporte.

PEP cumplió la meta de distribución de gas natural en 100.2%, la de gas natural disponible para entrega a PGPB y PR en 94.6%, al entregar 5,583.2 MMPCD a los organismos subsidiarios de los 5,903.4 MMPCD programados, debido principalmente a una menor extracción de gas natural en la zona de transición de Cantarell, y menor producción del proyecto Burgos respecto a 2010.

Durante el periodo 1992-2011 PEP aumentó la disponibilidad de gas natural en 93.3%; en 2010 se registró el nivel máximo de disponibilidad con 8,222.2 MMPCD, el cual disminuyó en 5.7% para 2011, principalmente por la declinación del Activo Cantarell y Burgos.

El incremento de la disponibilidad de gas en los últimos 20 años impactó principalmente en el autoconsumo de gas, que se incrementó en 286.0%, y en el gas enviado a la atmósfera con un aumento de 234.0%; en las ventas a interorganismos, se registró un aumento de 67.9%, lo cual no fue suficiente para que PGPB abasteciera la demanda nacional de gas que se incrementó en 285.1%.

Véase acción(es): 11-1-18T4L-07-0171-07-005

**8. Avance de los proyectos establecidos en el PNI 2007-2012**

En el Programa Nacional de Infraestructura 2007-2012 se definieron 12 proyectos de infraestructura en exploración y producción de hidrocarburos, para impulsar la exploración y producción de crudo y gas natural.

Con el análisis de la información se constató que de los 12 proyectos de inversión, establecidos en el PNI 2007-2012, PEP reportó el avance de 9 proyectos, ya que el proyecto Complemento del Programa Estratégico de Gas integra tres de los 12 proyectos, que son: Integral Crudo Ligero Marino, Integral Veracruz y Lankahuasa.

Los avances físico-financieros del conjunto de proyectos de infraestructura se señalan en el cuadro siguiente:

AVANCES FÍSICO-FINANCIEROS DE LOS PROYECTOS ESTABLECIDOS EN EL PNI A 2011

Proyecto	Actividad	Cumplimiento de avances a 2011, (%)	
		Físico	Financiero
Cantarell	Terminación de pozos de desarrollo	62.0	83.1
	Intervenciones mayores	73.3	
	Promedio	67.7	
Aceite Terciario del Golfo	Terminación de pozos de desarrollo	60.3	115.4
	Intervenciones mayores	67.4	
	Promedio	63.9	
Burgos	Sísmica 2D	81.1	101.8
	Sísmica 3D	76.3	
	Perforación de pozos exploratorios	67.6	
	Promedio	75.0	
Integral Ku-Maloob-Zaap	Pozos de desarrollo	96.9	83.6
	Intervenciones mayores	114.5	
	Ductos	125.5	
	Estructuras marinas	20.0	
	Promedio	89.2	
Integral Complejo Antonio J. Bermúdez	Pozos de desarrollo	42.4	61.3
	Ductos	26.9	
	Intervenciones mayores	34.6	
	Promedio	34.6	
Integral Jujo-Tecominocán	Terminación de pozos desarrollo	83.9	81.8
	Intervenciones mayores	110.3	
	Ductos	0.0	
	Promedio	64.7	
El Golpe Puerto Ceiba	Perforación de pozos de desarrollo	106.0	83.1
	Terminación de pozos de desarrollo	101.9	
	Intervenciones mayores a pozos	124.2	
	Promedio	110.7	
Promedio de cumplimiento de la meta acumulada a 2011		72.3	87.2
Arenque	Perforación de pozos exploratorios	0.0	73.9
	Perforación de pozos de desarrollo	38.5	
	Terminación de pozos de desarrollo	58.3	
	Promedio	32.3	
Complemento del Programa Estratégico del Gas: • Integral Crudo Ligero Marino • Integral Veracruz • Lankahuasa	Terminación de pozos exploratorios	66.7	86.2
	Terminación de pozos de desarrollo	73.2	
	Intervenciones mayores	173.3	
	Promedio	104.4	
Promedio de cumplimiento de la meta acumulada 2007-2011		68.3	80.1

FUENTE: Elaborado por la ASF con información de Pemex Exploración y Producción, Análisis Costo-Beneficio por el cambio de monto y alcance por terminación del esquema de financiamiento PIDREGAS del Proyecto Programa Estratégico de Gas, 2009.



Se concluye que 7 de los 12 proyectos del PNI registraron a 2011 un cumplimiento promedio de 72.3% en sus avances físicos y de 87.2% en sus avances financieros. Los 5 restantes tuvieron un cumplimiento promedio de 68.3% en avances físicos y de 80.1% en los avances financieros. Los avances en estos cinco proyectos reflejan que no se mejoraron los sistemas y procesos de planeación, inversión y control, para que se asegurara que el desarrollo de la infraestructura petrolera se realice siempre de manera oportuna.

La información disponible de los proyectos Arenque y Complemento del Programa Estratégico del Gas, que incluye a los proyectos integral Crudo Ligerero Marino, integral Veracruz y Lankahuasa, no permitió determinar la meta estimada y alcanzada acumulada a 2011 de los avances físicos y financieros de esos proyectos, por lo que el organismo no contó con información confiable, oportuna y suficiente, que permitiera la transparencia y rendición de cuentas de la gestión pública.

Véase acción(es): 11-1-18T4L-07-0171-07-006

#### **9. Paros no programados**

En 2011, PEP registró un índice de paros no programados de 5.3%, 32.5% superior al límite máximo establecido como meta, que fue de menor o igual a 4.0%. Se verificó que el 35.9% de los paros no programados fueron atribuibles a las acciones de mantenimiento en pozos; el 32.1% a turbocompresores de alta presión; el 15.1% a turbocompresores booster, y 16.9% a turbogeneradores y turbobombas. Respecto del estándar internacional de 1.0%, el índice de paros no programados fue mayor en 430.0%.

Se verificó que los programas de mantenimiento registraron un cumplimiento promedio de 88.6%; de manera específica, el programa de mantenimiento preventivo alcanzó el 92.0% de la meta establecida, el predictivo el 77.9% y el correctivo el 85.4%.

El programa específico de mantenimiento predictivo a instalaciones, cuyo resultado fue de 77.8%, se explica por la disminución de mantenimientos realizados a equipos de servicios auxiliares, instalaciones marinas e infraestructura administrativa, como resultado de los atrasos en la formalización de los contratos para la inspección de equipos, y la formalización del convenio para la realización de actividades predictivas.

Durante el periodo 2007-2011, los resultados obtenidos por el organismo denotan que su desempeño se orientó a fomentar la operación del sector hidrocarburos bajo estándares internacionales de eficiencia, ya que el índice de paros no programados se redujo en 49.0%.

Véase acción(es): 11-1-18T4L-07-0171-07-007

#### **10. Eficiencia en la inversión en exploración**

En 2011, PEP invirtió 31,145,093.8 miles de pesos en las actividades de exploración, con lo que se incorporaron reservas totales por 1,461.1 MMB, lo cual significó que por cada millón de barriles de reservas incorporados el organismo invirtió 21,316.2 miles de pesos, cifra inferior en 0.6% a la registrada en 2010.

La relación inversión-reservas incorporadas reflejó un cambio en la política pública a partir de 2009, ya que los niveles de inversión en exploración se incrementaron 34 veces respecto de lo registrado en 2008, como resultado de la reforma energética que se concluyó a finales de 2008, específicamente por los factores siguientes:

- El Gobierno Federal determinó darle prioridad a las actividades de exploración y producción sobre todas las actividades de la industria petrolera.
- Se reconoció la deuda de los proyectos PIDIREGAS.

Se observó que esta mejora no se reflejó en la incorporación de reservas probadas, debido a que, a partir de la reforma energética, éstas declinaron: de 2009 a 2010 en 40.7% y de 2010 a 2011 en 33.7%.

#### **11. Eficiencia en la inversión en producción**

En 2011, PEP invirtió 188,545,921.7 miles de pesos en las actividades de producción, recursos con los cuales se produjeron 3,719.8 MMB, lo cual significó que por cada millón de barriles de hidrocarburos producidos el organismo invirtió 50,687.1 miles de pesos, cifra superior en 0.1% a la registrada el año anterior.

La relación inversión-producción mostró un cambio en la política pública a partir de 2009, ya que los niveles de inversión en producción se incrementaron en 269.4% respecto de lo registrado en 2008, debido a que el Gobierno Federal determinó darle prioridad a las actividades de exploración y producción sobre el resto de las actividades de la industria petrolera.

#### **12. Rendición de cuentas**

En el Reglamento Interior de la Secretaría de Energía se indica que la dependencia deberá proporcionar la información necesaria sobre el estado que guarda su ramo y sector coordinado, así como las acciones y resultados del Plan Nacional de Desarrollo y del programa sectorial.

Con la revisión de la Cuenta Pública 2011, Quinto Informe de Gobierno 2011 y Quinto Informe de Ejecución del Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012, se verificó que SENER no informó sobre la instrumentación de mecanismos de cooperación para la mejora en los procesos de planeación, inversión, selección, evaluación y ejecución de proyectos de infraestructura; el impulso de acciones para el desarrollo de proyectos de exploración y producción de hidrocarburos en campos no convencionales; las acciones para reducir el desequilibrio entre la extracción de hidrocarburos y la incorporación de reservas; las bases y recursos necesarios para iniciar la exploración y explotación de crudo y gas natural en aguas profundas; así como las acciones para alcanzar una producción de crudo superior a los 2.5 MMBD, mantener la producción de gas natural alrededor de 5.0 MMPCD, elevar la tasa de

restitución de reservas a 50.0%, temas establecidos en el Plan Nacional de Desarrollo, Programa Sectorial de Energía, Programa Nacional de Infraestructura, correspondientes al periodo 2007-2011, así como el Presupuesto de Egresos de la Federación 2011.

Véase acción(es): 11-0-18100-07-0171-07-001

### 13. Capacidad de inversión

En el Programa Nacional de Infraestructura 2007-2012, se determinó que se requería una inversión estimada de 862,182,800.0<sup>1/</sup> miles de pesos de 2011 para ejercerse durante el periodo 2007-2012, con el fin de desarrollar la infraestructura de exploración y producción de hidrocarburos.

Como se presentó en el resultado 7, se verificó que de los 12 proyectos de inversión establecidos en el PNI 2007-2012, PEP reportó avances de 9 proyectos, porque el proyecto Complemento del Programa Estratégico de Gas integró a los 3 restantes, los cuales son: integral Crudo Ligero Marino, integral Veracruz y Lankahuasa. La inversión ejercida de los nueve proyectos de infraestructura se detalla a continuación:

INVERSIÓN REALIZADA RESPECTO DE LA ESTIMADA  
EN EL PROGRAMA NACIONAL DE INFRAESTRUCTURA 2007-2012  
(Miles de pesos de 2011)

Año	Inversión Programada a 2012	Inversión		Cumplimiento (%)	Diferencia Absoluta
		Proyectos ejecutados	%		
2007	n.d.	24,058,765.3	2.1	n.a.	n.a.
2008	n.d.	46,781,994.6	4.2	n.a.	n.a.
2009	n.d.	654,132,160.9	58.4	n.a.	n.a.
2010	n.d.	205,738,083.9	18.3	n.a.	n.a.
2011	n.d.	190,133,000.8	17.0	n.a.	n.a.
Total	862,182,800.0	1,120,844,005.5	100.0	130.0	258,661,205.5

FUENTE: Secretaría de Hacienda y Crédito Público, Cuenta Pública, Programas y Proyectos de Inversión Concluidos y en Proceso de Pemex Exploración y Producción 2007-2011.

Durante el periodo 2007-2011, en el desarrollo de los proyectos, PEP ejerció una inversión por 1,120,844,005.5 miles de pesos, 30.0% más que lo programado por ejercer (862,182,800.0 miles de pesos).

<sup>1/</sup> La cifra original establecida en el Programa Nacional de Infraestructura es de 710,200,000.0 miles de pesos 2007.

A partir de la Reforma Energética, en 2009 el organismo registró una mayor asignación de recursos financieros destinados al desarrollo de infraestructura de exploración y producción de hidrocarburos, que fue de 654,132,160.9 miles de pesos (58.4%), como resultado del reconocimiento de la deuda PIDIREGAS (Proyectos de Infraestructura de Largo Plazo) para efectos contables y presupuestarios como deuda pública directa. En ese año destacó la inversión ejercida en Cantarell por 200,440,501.0 miles de pesos (30.6%), el Programa Estratégico de Gas con 133,555,192.2 miles de pesos (20.4%), y Ku-Maloob-Zaap por 107,789,111.9 miles de pesos (16.5%).

#### **14. Gasto de capital**

En 2011, el gasto de capital fue de 235,899,456.7 miles de pesos, 89.8% del gasto total de PEP. En el periodo 1994-2011 el gasto de capital de PEP aumentó 12.6% en promedio anual, 11.5 puntos porcentuales más que el gasto corriente que se incrementó en 1.1% en promedio anual, por lo que el porcentaje de participación del gasto de capital con respecto al gasto total se incrementó en 31.3 puntos porcentuales, al pasar de 58.5% a 89.8%.

Como resultado de la Reforma Energética, en 2009 se observó que el gasto de capital ascendió a 770,765,868.7 miles de pesos, debido a que el organismo reconoció como deuda pública directa la inversión de los proyectos PIDIREGAS, conforme de las modificaciones a la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, publicadas el 13 de noviembre de 2008 en el Diario Oficial de la Federación. Por lo anterior, las cifras de 2009 en los rubros mencionados anteriormente no son comparables con el resto del periodo.

#### **15. Recursos para el desarrollo de la infraestructura**

En 2007 y 2008 la inversión ejercida en infraestructura de exploración y producción representó en promedio el 0.3% del PIB, cifra inferior en 1.1 puntos porcentuales a lo señalado como referente en el PNI 2007-2012. A partir de 2009, se observó un cambio en la política pública, como resultado de la Reforma Energética, en el periodo 2009-2011 se registró un promedio de 1.6% de la inversión con respecto al PIB, que significó 0.2 puntos porcentuales superior al referente de 1.4% y cinco veces superior a lo alcanzado en el periodo 2007-2008.

#### **16. Costo de descubrimiento y desarrollo**

En 2011, Pemex Exploración y Producción obtuvo un costo de descubrimiento y desarrollo de 16.13 dólares, inferior en 0.32 dólares por barril de petróleo crudo equivalente respecto del rango de 16.45-17.66 dólares por barril fijado como meta. Durante el periodo 2009-2011 el costo de descubrimiento y desarrollo disminuyó 20.9%, al pasar de 20.39 a 16.13 dólares por barril, por lo que se logró optimizar los costos asociados a descubrimiento y desarrollo.

En este periodo la participación del costo de descubrimiento y desarrollo en el precio de venta de petróleo crudo a Pemex Refinación disminuyó 17.2 puntos porcentuales, al pasar de 33.4% a 16.2%; en el precio de venta de petróleo crudo para exportación se redujo 16.4 puntos porcentuales, al pasar de 32.4% a 16.0%; y en el precio de gas natural a Pemex Gas y Petroquímica Básica decreció 28.6 puntos porcentuales, al pasar de 100.0% a 71.4%.

**17. Costo de producción**

En 2011, Pemex Exploración y Producción registró un costo de producción de 6.12 dólares por barril, por lo que cumplió con la meta de ubicarse en el rango de 5.93-6.26 dólares por barril. Durante 2007-2011 el costo de producción se incrementó en 9.3%.

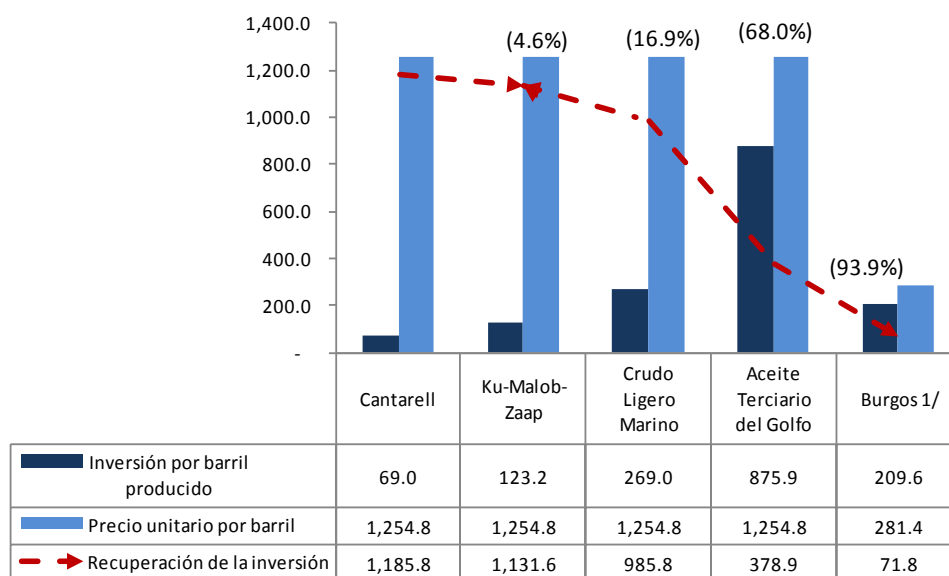
En el periodo 2007-2011, el precio de venta de petróleo crudo a Pemex Refinación aumentó 32.8%, y el de exportación en 35.0%, por lo que la participación del costo de producción disminuyó 1.4 puntos porcentuales respecto a los dos precios de venta, al pasar de 7.5% a 6.1%. En lo que se refiere al precio de venta del gas natural, éste disminuyó 40.2%, por lo que la participación del costo de producción se incrementó en 12.2 puntos porcentuales, al pasar de 14.8% en 2007 a 27.0% en 2011.

**18. Recuperación de la inversión**

Se evaluó la recuperación de la inversión de los principales proyectos de infraestructura en exploración y producción de hidrocarburos, para lo cual se relacionó la inversión por unidad producida y el precio unitario de venta por barril de petróleo crudo o gas natural; se seleccionaron los proyectos Cantarell, Ku-Maloop-Zaap, Crudo Ligero Marino, Aceite Terciario del Golfo y Burgos, ya que el Programa para Incrementar la Eficiencia Operativa en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios 2008-2012, señala estos proyectos como los principales.

En 2011, el activo Cantarell fue el que registró la mayor recuperación de la inversión con 1,185.8 pesos por barril extraído, ya que por cada unidad invirtió 69.0 pesos y la vendió a un precio promedio de 1,254.8 pesos; seguido por el activo Ku-Maloob-Zaap con una recuperación de 1,131.6 pesos por barril, con una inversión de 123.2 pesos por unidad y el mismo precio promedio de venta; el activo Crudo Ligero Marino recuperó 985.8 pesos por barril, resultado de una inversión de 269.0 pesos por unidad y el precio de venta referido; el activo Aceite Terciario del Golfo (Chicontepepec) registró una recuperación de 378.9 pesos por barril, derivado de una inversión de 875.9 pesos por barril extraído y el precio unitario de venta promedio por barril de petróleo crudo citado; y en el activo Burgos se recuperaron 71.8 pesos por cada barril extraído, debido a una inversión de 209.6 pesos por unidad y un precio promedio de venta de 281.4 pesos por barril de gas natural extraído. Las variaciones con respecto a Cantarell son las siguientes:

COMPARATIVO DE LA RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN ENTRE CANTARELL Y EL RESTO DE LOS PROYECTOS  
(Pesos por barril y porcentajes)



FUENTE: Pemex Exploración y Producción, Producción acumulada en petróleo crudo equivalente mediante Oficios PEP-SAF-GCG-1501-2012 y PEP-SAG-GCG-1506-2012 de fecha 6 de noviembre de 2011, y Oficio PEP-SAG-GCG-1516-2012 de fecha 8 de noviembre de 2012; SHCP, Cuenta Pública 2011.

1/ Para el activo Burgos se convirtió el precio de gas natural a barriles de petróleo crudo equivalente.

El activo Ku-Malob-Zaap recuperó 4.6% menos que Cantarell, Crudo Ligero Marino 16.9%, Aceite Terciario del Golfo 68.0% y Burgos 93.9%.

Los proyectos Cantarell, Ku-Maloob-Zaap, Crudo Ligero Marino, Aceite Terciario del Golfo y Burgos recuperaron la inversión por barril de petróleo crudo, por lo que optimizaron su inversión conforme a lo señalado en el Presupuesto de Egresos de la Federación y el Plan de Negocios. Además, se observó que el activo Cantarell fue el que registró la mayor recuperación de la inversión por barril de petróleo crudo producido con 1,185.8 pesos por barril y que el activo Aceite Terciario del Golfo si bien mostró una recuperación de la inversión de 378.9 pesos por barril, ésta es inferior en 93.9% a la de Cantarell debido a que su inversión por barril de petróleo crudo producido es 11 veces mayor y su producción 65 veces menor.

## 19. Rendimiento neto

Con el fin de analizar la situación financiera de PEP, la ASF determinó revisar el rendimiento neto del organismo, por medio de los Estados de Resultados Dictaminados y sus notas del periodo 2007-2011, como se detalla a continuación:

ESTADO DE RESULTADOS, 2007-2011  
(Miles de pesos de 2011)<sup>1/</sup>

Concepto	Años					Variación 2007-2010	
	2007	2008	2009	2010	2011	Absoluta	%
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)		
Ventas Netas	1,107,447,086	1,298,971,220	907,877,985.0	1,032,928,009	1,270,832,133	163,385,046.	14.8
Costo de ventas	146,271,758.0	181,399,566.0	588,312,711.0	248,912,885.0	257,485,666.0	111,213,908.	76.0
Participación (%) <sup>2/</sup>	13.2	14.0	64.8	24.1	20.3	7.1	53.8
Utilidad (Pérdida)	961,175,328.5	1,117,571,654	319,565,274.0	784,015,124.0	1,013,346,467	52,171,138.5	5.4
Participación (%) <sup>2/</sup>	86.8	86.0	35.2	75.9	79.7	(7.1)	(8.2)
Gastos generales:							
Servicios	22,672,163.0	15,883,662.0	16,490,995.0	16,898,450.0	15,375,768.0	(7,296,395.0)	(32.2)
Administración	17,887,354.0	19,651,393.0	8,893,225.0	17,336,054.0	13,407,261.0	(4,480,093.0)	(25.0)
Total Gastos	40,559,517.0	35,535,055.0	25,384,220.0	34,234,504.0	28,783,029.0	(11,776,488.)	(29.0)
Resultado de	920,615,811.5	1,082,036,599	294,181,054.0	749,780,620.0	984,563,438.0	63,947,626.5	6.9
Otros ingresos	2,146,917.0	2,027,776.0	(4,936,113.0)	(7,347,128.0)	21,193,062.0	19,046,145.0	887.
Resultado Integral de financiamiento	(37,527,729.0)	51,479,377.0	(135,826,073.)	(21,628,408.0)	(68,994,953.0)	(31,467,224.)	(83.9)
Rendimiento antes de impuestos y Participación (%)	885,234,999.5	1,135,543,752	153,418,868.0	720,805,084.0	936,761,547.0	51,526,547.5	5.8
Impuestos y Participación (%)	805,549,018.0	869,613,640.0	590,086,374.0	685,228,622.0	871,471,372.0	65,922,354.0	8.2
Participación (%)	91.0	76.6	384.6	95.1	93.0	2.0	2.2
Rendimiento Neto del Ejercicio	79,685,981.5	265,930,112.0	(436,667,506.)	35,576,462.0	65,290,175.0	(14,395,806.)	(18.1)
Participación (%)	9.0	23.4	(284.6)	4.9	7.0	(2.0)	(22.2)

FUENTE: Pemex Exploración y Producción, Estados de Resultados Dictaminados y sus notas, 2007-2011.

n.a.: No aplica.

<sup>1/</sup> Las cifras se actualizaron a pesos de 2011, con base en el deflactor del PIB.

<sup>2/</sup> La participación se calculó en relación con las ventas netas.

<sup>3/</sup> La participación se calculó en relación con el rendimiento antes de impuestos y derechos.

Para el año 2011 PEP alcanzó rendimientos antes de impuestos y derechos por 936,761,547.0 miles de pesos, cifra superior en 5.8% a lo registrado en 2007. Después de la aplicación de los impuestos y derechos, por 871,471,372.0 miles de pesos, a los que está sujeto el organismo, se obtuvo rendimiento neto de 65,290,175.0 miles de pesos, lo que representó el 7.0% del rendimiento antes de impuestos y derechos que PEP generó para ese año, por lo que la carga fiscal fue de 93.0% para la entidad.

## **20. Gasto unitario de mantenimiento**

En 2011, PEP registró un gasto unitario de mantenimiento de 2.32 dólares por barril de petróleo crudo, por lo que se cumplió la meta en 109.4%, como resultado de un gasto total de mantenimiento que ascendió a 3,147.3 millones de dólares, superior en 268.3 millones de dólares respecto de lo programado.

Del gasto unitario de mantenimiento de 2.32 dólares por barril, el 56.9% correspondió al mantenimiento preventivo, el 33.2% al mantenimiento predictivo y el 9.9% al mantenimiento correctivo.

Durante el periodo 2007-2011, el gasto total de mantenimiento se incrementó en 6.8%, al pasar de 2,419.96 millones de dólares a 3,147.31 millones de dólares, por lo que se fomentó que se destinaran recursos presupuestales al mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo de las instalaciones productivas, conforme a lo señalado en el Programa Sectorial de Energía 2007-2012.

### **Acciones**

#### Recomendaciones al Desempeño

11-0-18100-07-0171-07-001.- Para que la Secretaría de Energía en los documentos de rendición de cuentas incluya las acciones y resultados relacionados con el cumplimiento de los objetivos, indicadores y metas fijados en el Plan Nacional de Desarrollo y los programas sectoriales y especiales, respecto de la exploración y producción de hidrocarburos. [Resultado 12]

11-1-18T4L-07-0171-07-001.- Para que Pemex Exploración y Producción adopte las medidas necesarias para fortalecer la exploración de hidrocarburos que permita la incorporación de reservas probadas, a efecto de garantizar la seguridad energética futura. [Resultado 2]

11-1-18T4L-07-0171-07-002.- Para que Pemex Exploración y Producción realice un diagnóstico a fin de precisar los elementos que han impactado en el decremento del éxito exploratorio y, con base en los resultados obtenidos, adopte las medidas necesarias a efecto de incrementar el éxito exploratorio comercial. [Resultado 3]

11-1-18T4L-07-0171-07-003.- Para que Pemex Exploración y Producción en coordinación con Pemex Corporativo y la Secretaría de Energía adopte las medidas necesarias a efecto de que las metas anuales de producción de crudo sean congruentes con los objetivos del Plan Nacional de Desarrollo y los programas que derivan del mismo. [Resultado 6]

11-1-18T4L-07-0171-07-004.- Para que Pemex Exploración y Producción realice un estudio de factibilidad a fin de determinar las posibilidades reales de sostener e incrementar la producción de petróleo crudo, que le permitan garantizar la seguridad energética del país. [Resultado 6]



11-1-18T4L-07-0171-07-005.- Para que Pemex Exploración y Producción, en coordinación con Pemex Corporativo y la Secretaría de Energía, adopte las medidas necesarias a efecto de que las metas anuales de producción de gas natural sean congruentes con los objetivos del Plan Nacional de Desarrollo y los programas que derivan del mismo. [Resultado 7]

11-1-18T4L-07-0171-07-006.- Para que Pemex Exploración y Producción implemente las medidas necesarias a fin de que se mejoren los sistemas y procesos de planeación, inversión y control, a efecto de asegurar que la infraestructura petrolera se desarrolle siempre de manera oportuna en los plazos planeados. [Resultado 8]

11-1-18T4L-07-0171-07-007.- Para que Pemex Exploración y Producción establezca las medidas necesarias para promover el mantenimiento de sus instalaciones, y cumplir con la meta y el estándar internacional del índice de paros no programados. [Resultado 9]

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

Se determinó(aron) 8 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) 7 restante(s) generó(aron): 8 Recomendación(es) al Desempeño.

### **Dictamen: con salvedad**

La auditoría se practicó sobre la información proporcionada por la entidad fiscalizada, de cuya veracidad es responsable; fue planeada y desarrollada de acuerdo con el objetivo y alcance establecidos, y se aplicaron los procedimientos de auditoría que se estimaron necesarios. En consecuencia, existe una base razonable para sustentar el presente dictamen, que se refiere sólo a las operaciones revisadas.

La Auditoría Superior de la Federación considera que, en términos generales, el desempeño de Pemex Exploración y Producción cumplió con las disposiciones normativas aplicables a elevar la exploración y producción de hidrocarburos de manera sustentable mediante el desarrollo, la operación y el mantenimiento de la infraestructura, porque en 2011 se mantuvo un equilibrio entre las reservas incorporadas y la producción extraída con una tasa de restitución de reservas probadas de 101.1%, se incorporaron 1,372.0 Millones de Barriles de Petróleo Crudo Equivalente (MMBPCE), para lograr un volumen total de reservas probadas de 13,810.3 MMBPCE, las cuales, *ceteris paribus*, se estima que se agotarán en 10.2 años.

Los resultados con observación se precisan en el apartado correspondiente de este informe y se refieren principalmente a:

El desempeño de PEP mostró que las reservas de hidrocarburos incorporadas provenientes de descubrimientos representaron el 11.2% (153.1 MMB) del total aportado en 2011, proporción inferior en 33.7% (230.8 MMB) a la registrada el año anterior. El 88.8% restante (1,218.9 MMB) correspondió a reclasificaciones como resultado de las delimitaciones, desarrollos y revisiones de los yacimientos.

En el periodo 1992 a 2011 la producción de petróleo crudo mostró dos tendencias: de 1992 a 2004 la producción se incrementó en 26.8%; y de 2005 a 2011 disminuyó en 23.5%, principalmente por la declinación del volumen extraído del activo Cantarell.

En cuanto a la disponibilidad de gas, en el periodo 1992-2011 el volumen extraído se incrementó en 84.0%, el cual no fue suficiente para atender la demanda nacional de este insumo con producción nacional, por lo que las importaciones se incrementaron 5 veces.

El éxito exploratorio comercial de 2011 fue de 48.5%, inferior en 17.8% al registrado en 2010, por atrasos en las operaciones y en la llegada de equipos de perforación en los campos productivos. Durante el periodo 2007-2011, el porcentaje de éxito exploratorio comercial disminuyó en 8.7%, al pasar de 53.1% a 48.5%.

En 2011 PEP alcanzó rendimientos antes de impuestos y derechos por 936,761,547.0 miles de pesos, cifra superior en 5.8% a lo registrado en 2007. En este periodo el rendimiento neto disminuyó 18.1%, al pasar de 79,685,981.5 a 65,290,175.0 miles de pesos, como consecuencia del incremento del gravamen fiscal, al situarse de 91.0% a 93.0% sobre el rendimiento antes de impuestos y derechos.

## **Apéndices**

### *Procedimientos de Auditoría Aplicados*

1. Evaluar el diseño de indicadores en materia de infraestructura de exploración y producción de hidrocarburos, por medio del estudio general de la documentación sujeta a revisión.
2. Determinar el cumplimiento del objetivo estratégico de elevar la exploración de hidrocarburos con base en el análisis de las actividades de exploración y sus resultados, el éxito exploratorio comercial, la tasa de restitución de reservas y la relación reservas-producción.
3. Evaluar el cumplimiento del objetivo estratégico de elevar la producción de hidrocarburos, con un análisis comparativo entre la producción interna y el consumo interno y externo de esos hidrocarburos.
4. Evaluar el cumplimiento de metas del Programa Nacional de Infraestructura 2007-2012 con base en el análisis del avance físico y financiero en el desarrollo de cada uno de los proyectos de inversión establecidos.
5. Evaluar la eficiencia en el mantenimiento de la infraestructura de exploración y producción de hidrocarburos, con la relación entre el índice de paros no programados y el cumplimiento de los programas de mantenimiento.

6. Determinar la eficiencia en las inversiones en exploración y producción con base en el comparativo entre el monto de la inversión y la variación en las reservas y la producción del organismo.
7. Verificar la aplicación del criterio de rendición de cuentas en el cumplimiento de los objetivos y prioridades fijados en la planeación nacional, así como de los resultados de las acciones previstas sexenal y anualmente.
8. Determinar la economía en el desarrollo de la infraestructura de exploración y producción de hidrocarburos, con base en los análisis comparativos entre la inversión requerida para el desarrollo de los proyectos establecidos en el Programa Nacional de Infraestructura 2007-2012 y la inversión ejercida, la evolución entre el gasto de capital y el gasto total ejercido, así como los recursos para el desarrollo de la infraestructura.
9. Evaluar la economía en la operación del organismo mediante el análisis de los costos de descubrimiento, desarrollo y producción, la recuperación de la inversión de los principales proyectos de infraestructura y el rendimiento neto.
10. Constatar, con base en un análisis de costos, que el mantenimiento de la infraestructura de exploración y producción de hidrocarburos se realizó con el criterio de economía.

#### *Áreas Revisadas*

Las subdirecciones de: Planeación y Evaluación, Técnica de Exploración, Técnica de Explotación, de Administración de Mantenimiento, de Administración y Finanzas, de Distribución y Comercialización, y la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos.

#### *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 1, Artículo 16
2. Ley de Planeación: Artículo 6
3. Otras disposiciones de carácter general, específico, estatal o municipal: Programa Sectorial de Energía 2007-2012, Objetivo I.1, Objetivo I,3, Estrategia I.2.1, Estrategia I.2.4, Estrategia I.3.1; Programa para Incrementar la Eficiencia Operativa en Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2008-2012, Objetivo 11; Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2010-2024, Reto 2; Reglamento de la Secretaría de Energía, Artículo 8, Fracción VIII y IX.

### *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; 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 2

PEP señala que la garantía de la seguridad energética en materia de hidrocarburos, se mide con base en la efectividad y eficiencia tanto en la incorporación de reservas totales como la producción de hidrocarburos; y enfatizó que las reservas se definen como aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé sean recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada, por lo que todas las reservas estimadas involucran algún grado de incertidumbre.

Con base en los resultados preliminares, se observó que la ASF diseñó el indicador participación de las reservas incorporadas por actividades exploratorias, el cual se circunscribe únicamente a la categoría de reservas probadas, por lo que la entidad de fiscalización acotó la incorporación de reservas sólo a las probadas provenientes de la perforación de pozos exploratorios.

La forma de evaluar la actividad exploratoria sólo con el volumen de reservas probadas incorporadas es limitativa debido a que el propósito fundamental de esta actividad en su conjunto es la incorporación de reservas totales, que se integra por las reservas probadas, probables y posibles.

### Resultado 6

La ASF determinó que durante el periodo 1992-2011, el volumen de petróleo crudo entregado a interorganismos disminuyó 8.4% y la exportación en 3.0%, lo que demuestra que el decremento impactó en mayor medida a la refinación nacional.

PEP aclara que tiene como premisa cubrir la demanda interna de hidrocarburos solicitados por los organismos subsidiarios y en caso de existir remanentes contra la disponibilidad de crudos, éstos son colocados a exportación, por lo que en ningún momento se otorga preferencia a la exportación; ya que cuando por aspectos de procesos de Pemex Refinación, este no consume los valores programados o rechaza crudo por problemas operativos, el crudo rechazado se coloca a exportación vía Pemex Internacional.

#### Resultado 8

Respecto a los avances del Programa Nacional de Infraestructura 2007-2012, PEP comentó que las evaluaciones del avance físico de los proyectos efectuadas por la ASF, basadas en los documentos Costo Beneficio, incluyen actividades de proyectos avalados y pueden diferir de las evaluaciones de los proyectos documentados en el PNI 2007-2012 para el cual se consideran de manera independiente, al no incluir todas las acciones operativas. La medición en los proyectos de exploración y producción es con el cumplimiento de la producción.

#### Resultado 9

Hasta el 2011 el porcentaje promedio de índice de paros no programados fue de 5.3% contra el 4.0% de la meta de referencia. Se aclara que el porcentaje promedio hasta el mes de noviembre de 2012 fue de 3.7%, por lo que se ha cumplido con la meta en referencia.

Hasta el 2011 el porcentaje promedio de índice de paros no programados fue de 5.3% contra el 4.0% de la meta de referencia. Se aclara que el porcentaje promedio hasta el mes de noviembre de 2012 fue de 3.7%, por lo que se ha cumplido con la meta en referencia.