

Pemex Exploración y Producción

Gas Natural

Auditoría de Desempeño: 12-1-18T4L-07-0156

DE-159

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 2012, considerando lo dispuesto en el Plan Estratégico de la ASF 2011-2017.

Objetivo

Fiscalizar el cumplimiento del objetivo estratégico de asegurar un suministro confiable del gas natural.

Alcance

La auditoría realizada a Pemex Exploración y Producción (PEP) comprendió la revisión de las vertientes de eficacia, eficiencia, economía y competencia de los actores en las actividades de exploración y producción de gas natural.

En eficacia se evaluó el cumplimiento del objetivo de asegurar un suministro confiable del gas natural mediante la incorporación y restitución de reservas; la relación reservas-producción; el cumplimiento en las metas de producción; el aprovechamiento de gas; así como el destino de este hidrocarburo.

En la vertiente de eficiencia, se revisó el cumplimiento de los programas de los estudios de sísmica bidimensional (2D) y tridimensional (3D); la exploración y producción en aguas profundas y gas lutita (shale gas); la perforación y terminación de pozos exploratorios; el éxito exploratorio comercial; el porcentaje de paros no programados, y la calidad del gas natural que se envió a PGPB.

En cuanto a economía, se examinaron los costos de exploración y producción de gas natural respecto del precio de venta para PGPB, así como el impacto de la inversión en infraestructura para disminuir el volumen de gas enviado a la atmósfera.

En la vertiente de competencia de los actores, se revisaron las capacidades de personal para la exploración en aguas profundas y yacimientos de gas lutita (shale gas).

Antecedentes

En 1992, con la publicación de la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios en el Diario Oficial de la Federación (DOF), se creó Pemex Exploración y Producción (PEP), cuyas atribuciones comprendieron el desarrollo de las actividades de exploración y producción de petróleo crudo y gas natural.

En el periodo 1992-2000, las reservas de gas natural disminuyeron en 20.7%, al pasar de 70,046.0 miles de millones de pies cúbicos (MMMPC) a 55,515.1 MMMPC. La producción de gas se incrementó en 30.6%; el autoconsumo creció en 41.7% y el envío de gas a la atmósfera en 408.0%. Si bien esta situación reflejó un incremento en la oferta nacional de

gas natural, no fue suficiente para eliminar las importaciones aun cuando estas disminuyeron 7.4%.

A finales de 2001, PEP contrató compañías petroleras extranjeras para incrementar las reservas y producción de gas natural y evitar la creciente importación. Las compañías participarían mediante la modalidad contractual denominada Contratos de Servicios Múltiples (CSM) y la meta era alcanzar una plataforma de producción de 1,000 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD) y mantenerla durante seis años a partir de 2007.

En julio de 2003, se realizó una primera ronda en la cual se licitaron siete bloques, todos ellos con reservas probadas y producción, de los cuales PEP asignó cinco bloques (Reynosa Monterrey, Misión, Cuervito, Fronterizo y Olmos) y dos quedaron desiertos (Ricos y Corindón-Pandura). Durante la segunda ronda, que fue en 2004-2005, se licitaron los bloques Pandura-Anáhuac, Pirineo y Monclova.

A mediados de 2005, Pemex suspendió el programa de licitación para atender la recomendación de la ASF, ya que se habían detectado imprecisiones jurídicas, por lo que a finales de ese año PEP cambió el término legal de CSM por Contratos de Obra Pública Financiada sobre la Base de Precios Unitarios (COPF). En 2007 se realizó una tercera ronda de tres bloques, de los cuales uno quedó desierto (Euro) y dos se concluyeron (Nejo y, por segunda vez, Monclova).

En el periodo 2001-2006, las reservas de gas natural disminuyeron 6.5%, al pasar de 50,648.1 MMMPC a 47,367.8 MMMPC. La producción de gas aumentó 18.7%, el autoconsumo de PEP se incrementó en 51.5% y el envío de gas a la atmósfera se redujo en 32.8%. La oferta nacional aumentó en 29.1%, lo cual fue insuficiente para satisfacer la demanda que registró un crecimiento de 33.0%, y ocasionó que las importaciones aumentaran en 54.3%.

Para atender la problemática del sector, en el Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2007-2012 se propuso el objetivo de asegurar un suministro confiable de los insumos energéticos que demandan los consumidores; y en el Programa Sectorial de Energía (PROSENER) 2007-2012, se estableció como objetivo elevar la exploración y producción de hidrocarburos (petróleo crudo y gas natural).

En 2008, la Secretaría de Energía realizó un diagnóstico para contar con información relevante sobre la situación de Pemex, en el que se analizó, entre otros aspectos, el estado operativo de los organismos subsidiarios y sus retos. En el diagnóstico se concluyó que era necesario realizar una revisión integral al marco que regulaba la industria petrolera para lograr que ésta ofreciera una provisión más segura y eficiente de insumos energéticos; y que se incrementaran, de manera acelerada, las reservas de hidrocarburos del país.

En 2008 se aprobó la Reforma Energética, la cual tuvo por objeto fortalecer y modernizar a la industria petrolera mexicana; así como evitar la existencia de contratos discrecionales de servicios múltiples, desempeño o incentivados sin acotamiento alguno. La reforma se integró por siete decretos, mediante los que se expidieron, reformaron, adicionaron y derogaron diversas leyes.

En los últimos años la innovación tecnológica mundial en la perforación y extracción de hidrocarburos ha permitido la recuperación rentable del "Shale Gas" que se encuentra atrapado dentro de una formación de "lutitas", que consiste en un sistema de rocas

sedimentarias de baja permeabilidad, por lo que no permite el paso fluido en ellas. Este tipo de gas es un recurso no convencional que requiere de una tecnología especializada y personal capacitado para su explotación.

En 2010, PEP inició los trabajos exploratorios de Shale Gas e identificó cinco provincias geológicas con potencial para producir hidrocarburos: Chihuahua, Sabinas-Burro-Picachos, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz.

En 2011, la Agencia de Información Energética del Departamento de Energía de los Estados Unidos de América (EIA por sus siglas en inglés) reportó que México ocupa el cuarto lugar a nivel mundial de recursos técnicamente recuperables de Shale Gas y concentra casi el 6.0% del potencial de este energético en el mundo, con 681.0 billones de pies cúbicos. Al respecto, PEP estimó que México cuenta con un potencial entre un rango de 150.0 y 459.0 billones de pies cúbicos de este recurso.

Para 2012, el objetivo estratégico de PEP consistió en asegurar un suministro confiable del gas natural por medio de las actividades de exploración y producción.

Resultados

1. Incorporación de reservas de gas natural

Se verificó que en 2012 PEP incorporó un volumen de reservas totales de gas natural de 4,059.4 miles de millones de pies cúbicos (MMMPC), de los cuales 207.4 MMMPC (5.1%) fueron reservas probadas; 1,302.9 MMMPC (32.1%) reservas probables y 2,549.1 MMMPC (62.8%) reservas posibles.

La incorporación de 4,059.4 MMMPC de reservas totales se debió a la terminación de 37 pozos exploratorios, de los cuales 19 resultaron productores de gas, destacando aguas profundas, que incorporaron un volumen de reservas totales de gas natural por 2,572.4 MMMPC, el 63.4%; 1,180.2 MMMPC se obtuvieron de aguas someras y pozos terrestres, el 29.1%, y 306.8 MMMPC fueron de yacimientos de gas lutita, el 7.5%.

De los 19 pozos productores de gas, PEP desarrolló con su personal cinco pozos (26.3%), lo que incorporó 682.3 MMMPC de gas, el 16.8% del volumen total de reservas incorporadas (4,059.4 MMMPC); y por contratos con empresas especializadas se concluyeron 14 pozos exploratorios (73.7%), que incorporaron 3,377.1 MMMPC (83.2%).

En el periodo 2003-2012 las reservas totales de gas natural incorporadas aumentaron en 165.5%, al pasar de 1,529.0 MMMPC a 4,059.4 MMMPC. En cuanto a las reservas probadas de gas natural, la incorporación disminuyó en 44.4%, de 372.7 MMMPC a 207.4 MMMPC, debido a que para el desarrollo de los campos recién descubiertos, se requiere la aprobación del proyecto por parte de la Secretaría de Energía (SENER) y la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), a efecto de obtener los recursos financieros y ejecutar las actividades correspondientes.

La incorporación de reservas probables y posibles mostraron incrementos del 153.1% y 297.3%, respectivamente; como resultado de la perforación de pozos ubicados en aguas profundas, los cuales le permitieron incorporar el 63.4% (2,572.4 MMMPC) de las reservas totales de gas de 4,059.4 MMMPC, lo que denota que PEP intensificó sus actividades exploratorias para la incorporación de reservas probables y posibles, aun cuando las reservas probadas dan mayor certidumbre a la seguridad energética.

2. Restitución de reservas de gas natural

Se verificó que en 2012, PEP registró una tasa de restitución de reservas totales de gas natural de 173.7%, como resultado de la incorporación de reservas de 4,059.4 MMMPC y la extracción de 2,336.8 MMMPC de gas natural.

En cuanto a las reservas probadas de gas, la tasa de restitución fue de 93.6%, debido a que se incorporaron 2,187.8 MMMPC de reservas de gas y la producción anual extraída fue de 2,336.8 MMMPC. Las reservas probadas de gas natural se integraron por 1,027.6 MMMPC por la perforación y terminación de pozos de desarrollo, 952.8 MMMPC por modificaciones, y 207.4 MMMPC por descubrimientos.

En el periodo 2003-2012, la tasa de restitución de reservas totales de gas natural aumentó 80.6 puntos porcentuales, al pasar de 93.1% a 173.7%, situación que se explica porque la incorporación de reservas fue mayor que la producción, las reservas incorporadas de gas natural se incrementaron en 165.5% y la producción en 42.3%. La tasa de restitución de reservas probadas registró un incremento de 47.6 puntos porcentuales de 46.0% a 93.6%.

De los 10 años que abarcó el periodo de análisis, en 5 (2004, 2006, 2009, 2010 y 2012) la restitución de reservas totales de gas natural superó el volumen de producción extraída; y respecto de la restitución de reservas probadas solamente en 2010 la incorporación de reservas fue superior a la producción; esta situación denota que PEP no obtuvo incrementos sostenidos en la tasa de restitución de reservas de gas natural, lo que pone en riesgo la seguridad en el abasto de este hidrocarburo.

En 2010, se alcanzó la tasa de restitución de reservas probadas de gas natural más alta de 119.6%, debido a que en ese año las revisiones de las reservas probadas de los campos registraron un aumento de 1,027.1 MMMPC, así como por la delimitación de yacimientos más alta del periodo de 558.9 MMMPC, y a partir de ese año la tasa disminuyó 26.0 puntos porcentuales.

12-1-18T4L-07-0156-07-001 **Recomendación al Desempeño**

Para que Pemex Exploración y Producción analice los factores que impactaron negativamente la tasa de restitución de reservas, y establezca un programa de acciones que sea sometido a la consideración de su Órgano de Gobierno, con la finalidad de que la incorporación de reservas sea igual o superior a la producción de gas.

3. Relación reservas-producción de gas natural

Con la revisión y análisis de los reportes, se comprobó que en 2012 PEP registró un volumen de reservas totales de gas natural por 63,229.3 miles de millones de pies cúbicos (MMMPC), del cual el 27.0% fueron reservas probadas, el 28.2% probables y el 44.8% posibles.

La relación reservas-producción indicó que las reservas totales de gas natural de 63,229.3 MMMPC “ceteris paribus” alcanzarán para los próximos 27.1 años; y al ritmo de explotación actual, se prevé que las reservas probadas de 17,075.4 MMMPC se agotarán en 7.3 años, si es que no se incorporan más reservas en los próximos años.

De 2003 a 2012, la relación reservas totales-producción disminuyó 30.5%, al pasar de 39.0 a 27.1 años; esta situación se explica por el decremento de 1.2% en las reservas de gas natural y el aumento de 42.3% en la producción; la relación reservas probadas-producción

disminuyó 42.1%, al pasar de 12.6 a 7.3 años; y la de reservas probables y posibles-producción disminuyeron en 39.2% y 12.3%.

12-1-18T4L-07-0156-07-002 **Recomendación al Desempeño**

Para que Pemex Exploración y Producción realice estudios enfocados a mejorar la recuperación y obtención de gas en los pozos, campos y yacimientos, a efecto de proponer estrategias a su Órgano de Gobierno con el fin de incrementar las reservas probadas para garantizar la seguridad energética del país.

4. Producción de gas natural

En 2012, PEP registró una producción de gas natural de 5,676.3 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD)^{1/}, resultado inferior en 1.3% respecto de la meta programada de 5,750.3 MMPCD. De la producción total, 3,766.4 MMPCD (66.4%) correspondieron a gas asociado y 1,909.9 MMPCD (33.6%) a gas no asociado.

Se verificó que de los 1,909.9 MMPCD de producción de gas no asociado, 1,269.3 MMPCD (66.5%) se obtuvieron por medio de los Contratos de Obra Pública Financiada (COPF) antes Contratos de Servicios Múltiples (CSM), la que representó una participación de 22.4% con relación a la producción total de gas natural.

En el periodo 2003-2012, la producción de gas natural registró un incremento de 26.2%, al pasar de 4,498.4 MMPCD a 5,676.3 MMPCD, debido al desarrollo de explotación del Activo Producción Aceite Terciario del Golfo (ATG) de la Región Norte y a una mayor cantidad de pozos operando como resultado del incremento de estudios de sismica tridimensional.

En 2008, se registró la máxima producción de gas natural, que fue de 6,918.7 MMPCD; a partir de ese año, la producción disminuyó 18.0%, principalmente por la declinación de los campos Hormiguero, José Colomo, Nuevos Lirios, Shishito y Usumacinta; por los cierres parciales de los pozos por fallas y rehabilitación en los gasoductos, así como por la declinación de los campos Cobo y Chilapilla.

12-1-18T4L-07-0156-07-003 **Recomendación al Desempeño**

Para que Pemex Exploración y Producción analice las causas que han influido en la disminución de la producción de gas natural y con los resultados proponga un programa de mejora a su Órgano de Gobierno, con la finalidad de incrementar la producción y evitar fallas en los pozos productivos.

5. Aprovechamiento de gas natural

Se verificó que en 2012, PEP aprovechó el 98.0% de la producción obtenida de 6,384.7 MMPCD^{2/}, por lo que cumplió la meta en 99.7%. El gas natural enviado a la atmósfera representó el 2.0% del total de la producción. Con la revisión y análisis de la información, se precisó que el resultado de aprovechamiento del gas se explica por el fortalecimiento de las acciones emprendidas en la Región Marina Noreste, la instalación de equipo de compresión de gas en plataformas, la inclusión de interconexiones para segregación de corriente de gas e incorporación de nuevos pozos.

^{1/} La producción de gas natural no incluye el nitrógeno.

^{2/} Incluye gas nitrógeno.

Durante el periodo 2003-2012, el aprovechamiento de gas aumentó 3.6 puntos porcentuales al pasar de 94.4% a 98.0%, debido a la disminución de 49.9% del gas enviado a la atmósfera, al pasar de 253.5 MMPCD a 127.0 MMPCD.

En 2008, se registró el mayor volumen de gas enviado a la atmósfera con 851.0 MMPCD, como consecuencia del incremento en la explotación de pozos productores de petróleo crudo que contenían gas asociado, y a que no se contaba con infraestructura para su captación y manejo. A partir de ese año el envío de gas a la atmósfera disminuyó 85.1%, por lo que el porcentaje de aprovechamiento de gas aumentó 10.3 puntos porcentuales, al pasar de 87.7% a 98.0%, como resultado de la estrategia aplicada para incrementar el aprovechamiento de gas en la Región Marina Noreste, con la operación de los programas “Plan Maestro para el Aprovechamiento de Gas 2010-2014” y “Plan Rector para el Manejo Integral del Gas de la Región Marina Noreste 2012-2016”.

6. Destino del gas natural

Se verificó que en 2012, PEP dispuso de un total de 7,600.3 MMPCD de gas natural, 3.5% más que lo programado para ese año; el 84.0% correspondió a la producción de PEP y el 16.0% a gas adquirido de PGPB. Del total, 5,335.4 MMPCD se enviaron a PGPB para satisfacer la demanda nacional de 6,654.6 MMPCD.

Durante el periodo 2003-2012, la disponibilidad de gas natural aumentó 35.3% (1,981.0 MMPCD), al pasar de 5,619.4 a 7,600.3 MMPCD, debido a los incrementos de 41.9% en la producción y de 8.4% al gas adquirido por PGPB.

El incremento de 1,980.9 MMPCD en la disponibilidad de gas, se destinó principalmente al autoconsumo, el cual aumentó 307.6%, al pasar de 440.5 MMPCD a 1,795.3 MMPCD y el volumen de gas destinado a ventas creció 745.2 MMPCD (16.2%), de 4,590.2 MMPCD a 5,335.4 MMPCD.

En los reportes se señaló que el incremento de 108.3% del consumo propio se debió al aumento de 1,354.8 MMPCD en la inyección de gas a yacimientos de petróleo crudo en declinación con el fin de incrementar la presión de éstos y mantener su producción.

7. Estudios de sísmica bidimensional (2D)

Se verificó que en 2012, PEP registró un total de 3,505.0 km de estudios de sísmica bidimensional (2D), con un cumplimiento de 98.5% respecto de lo programado que fue de 3,560.0 km. Del total de los estudios de sísmica 2D, la compañía especializada que PEP contrató, realizó 991.0 km de estudios para la evaluación del potencial y desarrollo de campos, lo que representó el 28.3%; y el organismo realizó 2,514.0 km para la incorporación de reservas, lo que significó el 71.7% del total de levantamiento sísmico realizado.

La participación de la compañía especializada en la realización de los estudios se debió a que PEP no contó con infraestructura, instalaciones, equipo especializado y personal para realizar al 100.0% las actividades de sísmica 2D.

En el periodo 2003-2012 los estudios de sísmica 2D aumentaron 10.2%, al pasar de 3,182.0 km a 3,505.0 km, debido a que la adquisición de sísmica 2D se realizó para todas las etapas del proceso exploratorio con la finalidad de ubicar en mayor medida áreas geográficas con oportunidades exploratorias susceptibles de contener hidrocarburos.

8. Estudios de sismica tridimensional (3D)

Se determinó que en 2012, PEP registró un total de 26,533.0 km² de sismica tridimensional (3D), lo que representó un cumplimiento superior en 4.1% respecto de los estudios programados, (25,482.0 km²). El total de los estudios de sismica 3D lo realizaron cinco compañías especializadas contratadas por PEP, debido a que el organismo no contó con la infraestructura, instalaciones y equipo especializado, ni con el personal técnico y operativo en número y especialidades necesarias para realizar estas actividades. Las funciones del personal de PEP se limitaron a la gestión de permisos gubernamentales para realizar los estudios, diseño y modelado geofísico; la supervisión del control de calidad de las actividades de campo; la administración de los contratos y la evaluación de los resultados obtenidos.

En el periodo 2003-2012, la adquisición de estudios de sismica 3D disminuyeron 13.4%, al pasar de 30,652.0 km² a 26,533.0 km², debido a las condiciones geográficas, ambientales y sociales de las áreas, así como de los resultados de los pozos, estudios y nuevas tecnologías de adquisición.

De 2003 a 2007, los estudios de sismica registraron un decremento de 61.3%, debido a que en 2003 la sismica 3D se enfocó principalmente a las Cuencas de Burgos, del Suroeste y de Veracruz, y en 2007 se consideró que ya se tenían estudios suficientes de sismica para la integración e interpretación geológica y geofísica, por lo que sólo se realizaron 11,849.0 km².

De 2008 a 2012, los estudios de sismica 3D registraron un repunte de 118.1%, porque se contrató un barco dedicado a realizar adquisición sismica 3D de manera continua en aguas territoriales de la cuenca del Golfo de México.

9. Exploración y producción de gas natural en aguas profundas

Se verificó que en 2012 PEP contrató a seis empresas especializadas para realizar la perforación y terminación de cuatro pozos en aguas profundas, con lo que se incorporó un volumen de 2,572.4 MMMPC, que representó el 63.4% de las reservas totales incorporadas en ese año. El organismo contrató a las empresas especializadas debido a que no contó con equipos de perforación (plataformas semisumergibles) con capacidades para perforar en tirantes de aguas mayores a 500 metros.

Las actividades que realizó PEP en la materia se limitaron a estudios de cuencas, de sistemas petroleros, y de prospectos; a la supervisión de procesamiento sísmico; al seguimiento a la perforación y terminación de los pozos exploratorios; a la caracterización y delimitación de yacimientos, y al diseño de parámetros para adquisición de sismica 2D y 3D.

De los 4 pozos, los de Kunah-1 y Kunah-1DL fueron los descubrimientos más importantes realizados en la Región Marina Suroeste del Golfo de México en 2012, porque representaron el 44.2% de las reservas totales incorporadas de gas natural que ascendieron a 4,059.4 MMMPC. Los pozos Supremus 1 y Trion incorporaron reservas por 749.4 MMMPC, y representaron el 18.5% del volumen total de reservas incorporadas de gas natural.

Se verificó que en el periodo 2006-2012, PEP contrató a seis empresas especializadas para la perforación y terminación de 12 pozos de gas natural en aguas profundas, que incorporaron un total de 6,340.3 MMMPC, lo cual significó el 36.7% de las reservas totales incorporadas en este periodo (17,253.8 MMMPC). En este periodo, el organismo se enfocó en realizar los

estudios de integración e interpretación geológica-geofísica, elaborar la propuesta de la localización exploratoria, así como en dar seguimiento geológico y de operación en cada pozo exploratorio de aguas profundas.

El volumen anual de reservas incorporadas en el periodo referido aumentó 49.4% al pasar de 1,722.0 MMMPC a 2,572.4 MMMPC, debido principalmente a la exploración del campo Kunah en 2012 que incorporó 1,793.0 MMMPC. En 2010, no se incorporaron reservas provenientes de aguas profundas, ya que los pozos Labay-1 y Lakach-2DL se determinaron como no comerciales, como resultado del análisis del proceso de certificación de reservas.

Respecto de la producción de gas natural de aguas profundas, con la revisión de los reportes se constató que con el fin de iniciar la explotación de las reservas descubiertas en este tipo de yacimientos PEP inició el proceso de desarrollo del Proyecto Integral Lakach, con un periodo de desarrollo de 8.5 años (2008-2016).

10. Exploración y producción de gas lutita (Shale Gas)

En 2011, PEP inició la perforación de pozos en busca de yacimientos de gas lutita, que se encuentran en las cuencas de Chihuahua, Sabinas, Burro-Picachos, Tampico-Misantla y Veracruz.

Se constató que en 2012, PEP perforó y terminó seis pozos de gas lutita, cuatro pozos más respecto de los programados, con los cuales incorporó un volumen de 306.8 MMMPC, lo que representó el 7.5% de las reservas totales incorporadas que fueron de 4,059.4 MMMPC.

En el periodo 2011-2012, PEP perforó y terminó siete pozos de gas lutita, que incorporaron 418.6 MMMPC, lo que representó el 6.8% de las reservas totales incorporadas en el periodo, las cuales ascendieron a 6,193.6 MMMPC. El volumen de reservas incorporadas de gas lutita aumentó 174.4%.

En 2012, la producción de pozos exploratorios de gas lutita fue de 1.8 MMPCD, el 0.03% de la producción total de gas, que ascendió a 5,676.3 MMPCD. En el bienio 2011-2012, la producción obtenida se incrementó en 38.5%, al pasar de 1.3 a 1.8 MMPCD, debido a que en 2012 se perforaron más pozos que en 2011.

11. Perforación de pozos exploratorios

Se verificó que en 2012, PEP perforó 36 pozos exploratorios, 21 pozos menos que los 57 pozos programados, lo cual significó un cumplimiento de 63.2%, principalmente porque se desfazaron las etapas de perforación de los pozos por gestión de contratación de equipo y de permisos ambientales para construcción de infraestructura, así como para dar prioridad a localizaciones en búsqueda de gas húmedo y comprobar el potencial del gas en lutitas y por reconsideración del tipo de hidrocarburo.

Durante el periodo 2003-2012, la perforación de pozos exploratorios disminuyó en 62.5%, al pasar de 96 a 36 pozos perforados, lo que significó 60 pozos menos que lo registrado en 2003, debido a que los resultados geológicos obtenidos a partir de la perforación y terminación de los pozos exploratorios indicaron que las condiciones de calidad de la roca almacén cambiaron y fue necesario actualizar los modelos geológicos y geoquímicos de los sectores de Burgos-Sabinas y Veracruz. En 2004, se perforaron 105 pozos, la mayor cantidad de pozos exploratorios del periodo, porque se fortalecieron los proyectos Campeche Oriente Terciario y la exploración de las cuencas Tampico-Misantla y Veracruz y Burgos. En

2008 y 2009 aumentó la perforación por los resultados exitosos obtenidos en los pozos Cupache-1, Gamba-1, Rabasa-101, Teotleco-1, Tupilco-2001 y Secadero 1001.

La región norte presentó el mayor decremento en la perforación de pozos exploratorios, al pasar de 60 pozos en 2003 a 20 pozos en 2012, lo que significó una disminución de 66.7%, debido a que en 2012 se fortaleció la búsqueda de yacimientos más profundos, lo que implicó tiempos prolongados. En la región suroeste la perforación de pozos exploratorios disminuyó 82.6%, al pasar de 23 a 4 pozos, debido principalmente a que se llevó más tiempo en perforarlos y a la falta de disponibilidad de equipos de perforación autoelevables.

12-1-18T4L-07-0156-07-004 **Recomendación al Desempeño**

Para que Pemex Exploración y Producción analice las causas del desfase en la perforación de los pozos exploratorios y con ello perfeccione su planeación, a efecto de cumplir con oportunidad y eficiencia las metas anuales previstas.

12. Terminación de pozos exploratorios

En 2012, PEP terminó 37 de los 53 pozos programados, el 69.8% de la meta. Los 16 pozos restantes no se concluyeron principalmente porque la etapa de terminación de pozos exploratorios presentó retrasos por la gestión de contratación de equipo y de permiso ambiental para la construcción de infraestructura, así como por la espera de resultados de procesos sísmicos especiales, por dar prioridad a localizaciones en búsqueda de gas húmedo y por reconsideración del tipo de hidrocarburo.

Se determinó que de los 37 pozos terminados en 2012, 19 resultaron productores de gas natural, el 51.4% del total, de los cuales PEP sólo realizó 5 (26.3%), con lo que incorporó 682.3 MMMPC, el 16.8% del volumen total de reservas incorporadas de 4,059.4 MMMPC. Por contratos con 10 empresas especializadas se realizaron 14 pozos exploratorios (73.7%) que incorporaron 3,377.1 MMMPC, lo que representó el 83.2% del total de reservas incorporadas.

En el periodo 2003-2012, el número de pozos exploratorios terminados registró un decremento de 58.0%, al pasar de 88 a 37 pozos terminados, lo que significó 51 pozos menos que lo obtenido en 2003. Las regiones norte y suroeste presentaron la mayor disminución en la terminación de pozos exploratorios: de 57.1% para la región norte, al pasar de 49 pozos de exploración terminados a 21 pozos, y de 84.0% para la región suroeste, al pasar de 25 pozos de exploración terminados a 4 pozos; situación que obedeció a que se priorizó la terminación de pozos con una profundidad de 5,500 a 6,500 metros, lo cual implicó mayor tiempo para finalizarlos y una menor disponibilidad de equipos de perforación.

12-1-18T4L-07-0156-07-005 **Recomendación al Desempeño**

Para que Pemex Exploración y Producción analice las causas del desfase en la terminación de los pozos exploratorios y con los resultados de su análisis perfeccione su planeación, a efecto de cumplir con oportunidad y eficiencia las metas anuales previstas.

13. Éxito exploratorio comercial

En 2012, PEP logró un éxito exploratorio comercial de 45.9%, cifra superior en 170.0% al límite mínimo de 27.0%, debido a que de los 37 pozos exploratorios terminados, 17 incorporaron reservas de gas natural, los cuales se ubicaron en las Cuencas de Burgos, Golfo de México Profundo, Sabinas, Suroeste y Veracruz.

En el periodo 2003-2012, el éxito exploratorio registró un decremento de 14.3 puntos porcentuales, al pasar de 60.2% a 45.9% como consecuencia de la disminución de los pozos terminados (58.0%) y los pozos que incorporaron reservas (67.9%). El organismo explicó que esta situación se debió a que la exploración está asociada a un grado de incertidumbre relacionado con los problemas geológicos que presentan durante la perforación, lo cual ocasiona que el éxito exploratorio comercial no tenga un comportamiento creciente con el paso de los años. Durante el periodo 2008-2012, el éxito exploratorio comercial creció en 13.6 puntos porcentuales, al pasar de 32.3% a 45.9%.

14. Paros no programados

Se verificó que en 2012, PEP obtuvo un índice de paros no programados de 1.1%, por lo que del 100.0% de horas en que los equipos debieron estar operando, el 1.1% de ese tiempo se encontraron fuera de operación debido a fallas.

Con el resultado obtenido en el índice de paros no programados (1.1%) PEP se mantuvo por debajo del límite establecido como meta (1.5%); debido a la implantación del Sistema de Confiabilidad Operacional (SCO), el cual tiene dentro de sus alcances la reducción sistemática de fallas, por medio de la aplicación de la metodología de Análisis Causa Raíz de fallas, así como por el seguimiento del cumplimiento de las recomendaciones del SCO.

Se determinó que en el periodo 2009-2012 los paros no programados disminuyeron 31.3%, al pasar de 1.6% a 1.1%, como resultado de la implantación del Sistema de Confiabilidad Operacional (SCO).

15. Calidad del gas natural para venta a PGPB

En la NOM-001-SECRE-2010, se determinaron las unidades de medida para registrar los valores de la calidad del gas no asociado para el contenido de ácido sulfhídrico, nitrógeno y bióxido de carbono.

En el Contrato de Compraventa de Gas celebrado entre PEP y PGPB, suscrito en 2009 y vigente en 2012, se especifica que la entrega de los volúmenes de gas deberá cumplir con los parámetros acordados para el gas natural asociado y gas no asociado en cuanto al contenido máximo de ácido sulfhídrico (H^2S), nitrógeno (N^2) y bióxido de carbono (CO^2).

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

a) Calidad del gas asociado

Con la revisión de los reportes mensuales de medición de contenido de ácido sulfhídrico, nitrógeno y bióxido de carbono en los Complejos Procesadores de Gas, se determinó que en 2012 el gas asociado que PEP entregó a PGPB en los seis Complejos Procesadores de Gas cumplió con la calidad respecto del contenido máximo del ácido sulfhídrico. En cuanto al contenido de bióxido de carbono, PEP cumplió con los parámetros de calidad establecidos

en los CPG Ciudad Pemex, Cactus, Matapionche, Poza Rica y Arenque, con excepción del complejo procesador Nuevo Pemex, que rebasó en 6.3% el valor máximo permitido, por necesidad de enviar la corriente de gas del activo Macuspana-Muspac con un contenido de bióxido de carbono mayor, para interconectar las cuatro plantas endulzadoras del gas al Nuevo Cabezal en Cactus.

En el CPG Ciudad Pemex se superó el máximo permitido de nitrógeno en 5.0% porque el Activo de Producción Bellota-Jujo rebasó el valor máximo contractual permitido de 8.0% mol. Asimismo, se verificó que aun cuando se incumplió con las especificaciones señaladas del bióxido de carbono y nitrógeno, no hubo penalizaciones. El resto de los complejos procesadores de gas (Cactus, Nuevo Pemex, Matapionche, Poza Rica y Arenque) registraron valores menores al límite permitido de nitrógeno.

b) Calidad del gas no asociado

En 2012, PEP cumplió con la calidad del bióxido de carbono y nitrógeno del gas seco en los 16 puntos de expedición, al registrar valores inferiores a los estipulados en la NOM-001-SECRE-2010.

Respecto del ácido sulfhídrico, las unidades de medida reportadas en la Norma de la CRE difieren de las registradas en los análisis de gas: en el primer documento el volumen se mide en miligramo entre metro cúbico (mg/m^3) y en el segundo en partes por millón (ppm). PEP explicó que la diferencia de unidades de medida se debió a una omisión por parte del área operativa, pero que solicitará a las áreas operativas responsables de administrar los sistemas de registro ajustarse a lo dispuesto en la Norma de la CRE, con la finalidad de homologar las unidades de medida como lo indica la NOM-001-SECRE-2010.

Debido a lo anterior, PEP proporcionó el factor de equivalencia entre ambas unidades de medida, con lo cual la ASF realizó la conversión para unificar los valores del contenido de ácido sulfhídrico (H^2S). Con el factor de equivalencia, se constató que en 2012 PEP cumplió con la calidad del ácido sulfhídrico en el gas asociado, al registrar valores inferiores al límite establecido en la NOM-001-SECRE-2010 en los puntos Alondra-Culebra; Cerámica Cato; Culebra Norte; Huizache; Mareógrafo; Nejo 1, 2 y 3; Pandura y Santa Elena. En los puntos de expedición Campo Veinte, Cauchyn, Papan, Playuela, Raudal y Rincón Pacheco no se registró ácido sulfhídrico en el gas seco.

12-1-18T4L-07-0156-07-006 **Recomendación al Desempeño**

Para que Pemex Exploración y Producción diseñe e implemente un programa de acciones que sea sometido a la consideración de su Órgano de Gobierno, a fin de que en el mediano plazo se garantice la calidad del gas suministrado a PGPB de Nuevo Pemex y Ciudad Pemex, conforme a los parámetros del contenido de bióxido de carbono y nitrógeno establecidos en el contrato de compra-venta suscrito entre ambos organismos.

12-1-18T4L-07-0156-07-007 **Recomendación al Desempeño**

Para que Pemex Exploración y Producción instrumente las acciones pertinentes para homologar la unidad de medida registrada en los análisis del gas natural entregado con las establecidas en la NOM-001-SECRE-2010 de la Comisión Reguladora de Energía.

16. Análisis de los costos de exploración y producción de gas no asociado respecto del precio de venta

El costo unitario de exploración (descubrimiento y desarrollo) para el proceso de gas natural se calcula al dividir las inversiones en exploración y los gastos indirectos asociados entre la variación neta de las reservas probadas desarrolladas, en periodos móviles de 3 años, para efecto de capturar los impactos diferidos de inversiones anuales en exploración.

Se determinó que en 2012, el costo total de producción de gas no asociado fue de 16.7 pesos por millar de pies cúbico diario (MMPCD) respecto del precio de venta a PGPB de 46.7 pesos por MMPCD, por lo que se obtuvo un balance positivo de 30.0 pesos por MMPCD, lo que permitió recuperar el costo de producción.

En el periodo 2004-2012, PEP disminuyó su balance positivo en 32.0% entre el costo de producción respecto del precio de venta, al pasar de 44.1 a 33.0 pesos por millón de pie cúbico, como resultado del aumento de los costos en 30.5% y la disminución del precio de venta en 17.9%.

17. Inversión en infraestructura para disminuir el volumen de gas enviado a la atmósfera

Se verificó que en 2012 PEP invirtió 2,879 millones de pesos en infraestructura para incrementar el aprovechamiento de gas; y en ese año se enviaron 127.0 MMPCD de gas a la atmósfera, lo que representó el 2.0% de la producción total de gas natural.

Al inicio del periodo 2003-2012, la inversión que PEP destinó a la infraestructura para incrementar el aprovechamiento de gas fue de 0.5 millones de pesos, y se enviaban 253.5 MMPCD de gas a la atmósfera. De 2003 a 2008 el volumen de gas enviado a la atmósfera aumentó 235.7%, al pasar de 253.5 a 851.0 MMPCD.

Esta situación originó que en 2009 la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) diera a conocer las disposiciones técnicas para evitar o reducir el envío de gas a la atmósfera en los trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos.

En cumplimiento de las disposiciones referidas, de 2008 a 2010 la inversión se incrementó en 337.8% y el volumen de gas enviado a la atmósfera disminuyó 50.5%.

En 2010, la región norte inició la inversión para obras e instalaciones previstas para reducir el volumen de gas enviado a la atmósfera. En la región marina noreste se implementó el “Plan Maestro para el Aprovechamiento del Gas 2010-2014” y el “Plan Rector para el Manejo Integral del Gas de la Región Marina Noreste 2012-2016”, a fin de satisfacer las necesidades de cada una de las instalaciones e incrementar el índice de aprovechamiento. Con la inversión ejercida en el periodo 2009-2011 el volumen de gas enviado a la atmósfera disminuyó en 449.7 MMPCD.

Como resultado de la inversión en infraestructura, de 2010 a 2012 los recursos destinados a la captura de gas decreció en 61.6% y el envío de gas a la atmósfera disminuyó en 69.8%.

18. Capacidades del personal para la exploración en aguas profundas y yacimientos de gas lutita (Shale gas)

Se verificó que en 2012, PEP contó con un total de 47,959 trabajadores, de los cuales 741 estuvieron asignados a las actividades de exploración, el 1.5%; y para la exploración en aguas profundas y gas lutita participaron 245, el 0.5% de su plantilla total.

De los 741 trabajadores para las actividades de exploración de hidrocarburos, 690, el 93.1%, se enfocó a las actividades de diseño, seguimiento y evaluación de los pozos exploratorios y de adquisición sísmica, debido a que la Estructura de Organización e Integración de la Subdirección de Exploración de PEP se propuso asegurar la ejecución de las actividades exploratorias con el personal asignado.

Para el desarrollo de las actividades exploratorias en aguas profundas y gas lutita se contrató personal especialista que prestaron sus servicios a PEP. El 6.9% del personal pertenece a áreas administrativas, que realizan actividades de supervisión del sistema de evaluación de recursos prospectivos de oportunidades y localizaciones exploratorias de todos proyectos, y proporcionan información de seguimiento y cumplimiento financiero de los proyectos de inversión.

Respecto al tema de capacitación del personal, con la revisión y análisis de la información, se determinó que en 2012 la Subdirección de Exploración no contó con un programa de capacitación para la exploración de gas lutita, debido a que en 2011 inició la evaluación de pozos no convencionales. Con información proporcionada por medio del oficio núm. PEP-SAF-GCG-1983-2013 del 2 de diciembre de 2013, se verificó que en 2008 PEP inició con la aplicación del modelo de competencias enfocado a enfrentar los retos técnicos de los proyectos de inversión y en 2013 se revaluó el personal con nuevas competencias para atender el proyecto de Aceite y gas en lutitas, el cual se conformó por 9 profesionistas realizando diversas especialidades (1 asistente generalista, 1 en bioestratigrafía, 1 en Estratigrafía y sedimentología, 5 en modelado de sistemas petroleros, y 1 en operación geológica de pozos) y 23 personas realizando diversas funciones (5 asistentes generalistas, 1 en diseño de la perforación y terminación de pozos, 3 en estratigrafía y sedimentología, 1 en evaluación de prospectos, 1 en geología estructural, 7 en interpretación de sísmica, 1 en operación de geofísica, 2 en petrofísica operativa, 1 en petrofísica de yacimientos, y 1 en productividad de pozos).

Para la capacitación del personal involucrado en la exploración en aguas profundas, se verificó que en 2012 se impartieron 64 cursos, de los cuales 27 fueron especializados en la materia e impactan en el cierre de brechas de acuerdo al perfil de especialidad para mejorar la atención de los retos técnicos del proyecto estratégico en aguas profundas y 37 genéricos con el fin de mejorar las habilidades en sus actividades que desempeñan.

Asimismo, se verificó que a partir de 2011 la Subdirección de Gestión de Recursos Técnicos inició el diseño y aplicación del “Plan integral de formación de personal de Pemex Exploración y Producción”, el cual se integra por cinco fases a) reclutar el mejor talento técnico; b) desarrollar al talento técnico mediante competencias y de la especialidad por medio del plan de carrera; c) asignar al talento técnico en proyectos considerando necesidades del negocio y desarrollo del talento técnico; d) evaluar con herramientas confiables, dar seguimiento y establecer consecuencias; y e) retener y suceder el talento

técnico. La capacitación del personal se enfoca con respecto al perfil de especialidad que se requiere para estos proyectos estratégicos, con lo que se solventa lo observado.

Consecuencias Sociales

Pemex Exploración y Producción incorporó 207.4 miles de millones de pies cúbicos (MMMPC) de reservas probadas, con lo que registró un volumen total de 17,075.4 MMMPC de este tipo de reservas, por lo que a un ritmo de producción de 2,336.8 MMMPC anuales, las reservas probadas "*ceteris paribus*" se agotarán en 7.3 años, si es que no se incorporan más reservas en los próximos años. En el periodo 2008-2012, la producción de gas natural disminuyó 18.0%, al pasar de 6,918.7 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD) a 5,676.3 MMPCD. Esta situación ocasionó que el volumen de gas que suministra PEP a PGPB disminuyera en 5.5%, por lo que para satisfacer la demanda nacional se recurrió a las importaciones de este hidrocarburo, que presentaron un incremento de 143.6%.

De no analizar los problemas de tecnología que presenta el organismo para la exploración, producción y recuperación de hidrocarburos y de no tomar las acciones pertinentes para llevar a cabo un programa de explotación de gas natural en aguas profundas y de gas lutita, se corre el riesgo de que las restricciones del suministro de gas natural en el país aumenten, lo cual afectaría al sector eléctrico, industrial y comercial, y en consecuencia a la población en general por el desabasto de bienes y servicios.

Resumen de Observaciones y Acciones

Se determinó(aron) 7 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) 6 restante(s) generó(aron): 7 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, Pemex Exploración y Producción cumplió con el objetivo de contribuir a asegurar el suministro confiable del gas natural por medio de las actividades de exploración y producción de gas natural, al incorporar 4,059.4 miles de millones de pies cúbicos (MMMPC) a las reservas de gas en 2012, con lo que logró una tasa de restitución de reservas totales de 173.7% y probadas de 93.6%. Asimismo, se registró una producción de gas natural de 5,676.3^{3/} MMPCD, el 98.7% de lo programado; el organismo aprovechó el 98.0% de la producción total de gas, por lo que se cumplió la meta en 99.7%; y dispuso de 7,600.3 MMPCD de gas natural, de los cuales 5,335.4 MMPCD se enviaron a PGPB para satisfacer la demanda nacional de 6,654.6 MMPCD.

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

^{3/} La producción de gas no incluye nitrógeno.

En el periodo de 10 años (2003-2012) únicamente en 2010 la restitución de reservas probadas fue mayor que la producción en 119.6%, a partir de ese año la tasa disminuyó 26.0 puntos porcentuales, para fijarse en 93.6%. La relación reservas-producción indica que al ritmo de explotación actual de 2,336.8 MMMPC, las reservas probadas de gas natural de 17,075.4 MMMPC “*ceteris paribus*” se agotarán en los próximos 7.3 años.

Se verificó que en 2012, PEP perforó 36 y término 37 pozos exploratorios, lo cual significó un cumplimiento de 63.2% y 68.8%, respectivamente, por lo que no atendió con oportunidad y eficiencia las metas previstas en el POA 2012, lo que denota que el organismo no se ajustó con lo establecido en el artículo 45, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria referente a cumplir con oportunidad y eficiencia las metas previstas en sus respectivos programas.

Se constató que en 2012 PEP contó con 245 trabajadores que participaron en la exploración en aguas profundas y gas lutita, por lo que se ajustó a lo establecido en el PEF 2012 y en el PEO 2008-2012 referente a desarrollar y proveer recursos humanos especializados acorde con las problemáticas particulares que enfrentan los proyectos del organismo. Sin embargo, el personal que participó en dichas actividades representó el 0.5% de su plantilla total de 47,959 trabajadores, lo cual denota que fue insuficiente para el desarrollo de la exploración en aguas profundas y gas lutita.

Apéndices

Procedimientos de Auditoría Aplicados

1. Verificar la incorporación de reservas, por medio del análisis de los reportes de incorporación de reservas de gas natural.
2. Evaluar el incremento en la restitución de reservas, con base en la revisión de los reportes de incorporación de reservas totales y probadas, así como de producción anual de gas natural.
3. Verificar la relación reservas-producción, a partir del análisis de la producción anual de gas natural y el volumen de reservas totales de gas natural.
4. Revisar el cumplimiento de la meta relativa a la producción de gas natural, a partir del análisis de la producción de gas asociado y no asociado.
5. Constatar el cumplimiento de la meta de aprovechamiento de gas natural, con base a la revisión de los reportes de producción promedio de gas natural y el volumen de gas enviado a la atmósfera.
6. Analizar el destino del gas natural, con base en la revisión de los reportes de disponibilidad de gas natural enviado a PGPB, a la atmósfera y al autoconsumo.
7. Constatar la eficiencia de los estudios de sísmica bidimensional (2D), a partir de los reportes por región productora.
8. Constatar la eficiencia de los estudios de sísmica tridimensional (3D), a partir de los reportes por región productora.

9. Evaluar la exploración y producción en aguas profundas, por medio del análisis de los reportes del total de pozos explorados y el volumen de reservas incorporadas de gas natural.
10. Evaluar la exploración y producción de gas lutita, con base en el análisis de los reportes de pozos explorados, el volumen de reservas incorporadas de gas lutita (shale gas) y la producción.
11. Verificar el cumplimiento de la meta de perforación de pozos exploratorios, a partir del análisis de los reportes por región productora.
12. Constatar el cumplimiento de la meta de terminación de pozos exploratorios, a partir del análisis de los reportes por región productora.
13. Verificar el cumplimiento de la meta de éxito exploratorio comercial, con base en el análisis de los reportes del número de pozos exploratorios que incorporaron reservas y el número de pozos exploratorios terminados.
14. Evaluar la operación de la infraestructura en materia de exploración y producción, con relación al índice de paros no programados.
15. Verificar la calidad del gas natural enviado a PGPB, a partir de los reportes mensuales en los puntos de entrega del gas.
16. Evaluar los costos de exploración y de producción de gas natural respecto del precio de venta, con base en el análisis de los reportes de costos.
17. Determinar la inversión realizada en infraestructura para disminuir el volumen de gas enviado a la atmósfera, a partir del análisis del porcentaje de aprovechamiento de gas natural respecto de la producción total.
18. Analizar si PEP cuenta con el personal especializado para realizar las actividades de exploración en aguas profundas y yacimientos de gas lutita (shale gas), a partir del análisis del perfil del puesto requerido y la capacitación impartida al personal que realiza dichas actividades.

Áreas Revisadas

Las subdirecciones de Planeación y Evaluación; de Producción; de Exploración; de Explotación; de Administración y Finanzas; de Distribución y Comercialización; y de Gestión de Recursos Técnicos, adscritas a Pemex Exploración y Producción.

Disposiciones Jurídicas y Normativas Incumplidas

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

1. Presupuesto de Egresos de la Federación: Estrategia Programática de PEP, Metas Estratégicas comprometidas por la Entidad.
2. Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria: Art. 45.
3. Otras disposiciones de carácter general, específico, estatal o municipal: Programa para Incrementar la Eficiencia Operativa en Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2008-2012, Objetivos 8 y 14; Programa Sectorial de Energía 2007-2012, Objetivos I.1 y I.3, Estrategias I.3.1; Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus

Organismos Subsidiarios 2012-2016, Objetivo 2; Estrategia Nacional de Energía 2012-2026, Acción 3.1.4; Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012, Objetivo 15; Programa Operativo Anual 2012, Metas; Contrato de Compraventa de gas suscrito entre PEP y PGPB, numeral 10, Anexo B; NOM-001-SECRE-2010, Numeral 4.1.

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.

Para el resultado núm. 4 PEP señaló que estableció los compromisos de: completar el programa de perforación de pozos exploratorios y de desarrollo, con la infraestructura asociada a éstos; para el caso del proyecto de Burgos se tiene como objetivo materializar el potencial productivo de las cuencas de Burgos, Sabinas y el área de Piedras Negras, maximizando su valor económico. Asimismo, en el Programa Estratégico de Gas se planteó utilizar diferentes tecnologías, dependiendo de las condiciones actuales y las características de cada uno de los proyectos que componen dicha cartera.

En el resultado núm. 15, PEP señaló que para evitar incumplimientos en la calidad del gas se emprenderán dos acciones: a) Actualizar el anexo "B" correspondiente al Contrato de Compra Venta celebrado entre PEP (vendedor) y PGPB (comprador) el 1 de enero de 2009. Principalmente en los parámetros de H²S, CO² y N², ya que estos han variado debido a la explotación de los yacimientos, ambos han incrementado su presencia en la corriente de gas hidrocarburo que se produce y se entrega a PGPB, en el sentido que no es objeto de PEP implementar procesos de endulzamiento (eliminar gases ácidos CO² y H²S) y criogénicos para cumplir con la calidad de la NOM-001-SECRE-2010 del gas que inyecta al SNG; y b) Solicitar a las Subdirección de Producción Región Sur, adquirir mayor capacidad de compresión para inyección al yacimiento en Suanuapa y Sitio Grande con el fin de mantener la continuidad operativa y evitar el envío de gas natural con alto porcentaje de CO² a plantas (CPG Cactus y/o CPG Nuevo Pemex).