

Pemex-Gas y Petroquímica Básica

Producción y Distribución de Gas Natural

Auditoría de Desempeño: 12-1-18T4N-07-0168

DE-184

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 y de calidad del gas natural que demandan los consumidores.

Alcance

La auditoría realizada a Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) comprendió la revisión del Sistema de Evaluación del Desempeño y de las vertientes de eficacia, eficiencia y economía.

La revisión se enfocó en evaluar los resultados del procesamiento y transporte de gas natural a cargo de PGPB, debido a la importancia que tienen para satisfacer la demanda de este hidrocarburo y cumplir con el objetivo de garantizar un suministro confiable, de calidad y a precios competitivos.

En la verificación del Sistema de Evaluación del Desempeño, se revisó que las matrices de indicadores para resultados de los programas presupuestarios B001 "Producción de petróleo crudo, gas, petrolíferos y petroquímicos" y E010 "Distribución de petróleo crudo, gas, petrolíferos y petroquímicos" cumplieran con las disposiciones normativas aplicables y se alinearan a los objetivos establecidos en los documentos de planeación de mediano plazo.

En la vertiente de eficacia, se verificó el cumplimiento del objetivo de garantizar el suministro de gas natural por medio del análisis de la oferta y la demanda; la calidad de este hidrocarburo de acuerdo con la norma vigente, y la competitividad en sus precios.

En la vertiente de eficiencia, se revisaron las afectaciones a la demanda de gas por las alertas críticas; el cumplimiento de los programas de procesamiento y transporte; el autoconsumo de gas combustible; la confiabilidad en el índice de paros no programados; la utilización de la capacidad instalada de los complejos procesadores y del sistema de gasoductos, y la satisfacción de los clientes de este hidrocarburo.

En la vertiente de economía, se analizó el balance de los costos de operación de los Complejos Procesadores de Gas y las ventas internas de gas natural.

Antecedentes

El gas natural es un recurso no renovable, el cual es una mezcla de hidrocarburos compuesta principalmente de metano que se utiliza como combustible en los hogares (calentadores de agua, estufas y calefacción), en los comercios (aire acondicionado,

calentadores de agua y hornos), en la industria (sistemas de calefacción, secado, generación de vapor y hornos) y en el transporte (autobuses y camiones). Asimismo, es utilizado como insumo para la generación de energía eléctrica y materia prima en la elaboración de productos petroquímicos.

En 1992, se publicó la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, que dio origen al organismo subsidiario Pemex Gas y Petroquímica Básica con las atribuciones de procesar y transportar gas natural. El procesamiento es la actividad por la que se remueven los contaminantes e impurezas del gas natural extraído del subsuelo; y el transporte consiste en la actividad de recibir, conducir y entregar, por medio de ductos, gas natural a los sectores de consumo (eléctrico, industrial y comercializadores).

Con la reforma a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, en 1995 se permitió la participación de los particulares en las actividades de transporte y distribución de gas natural para constituir nuevos campos de inversión, fortalecer la industria del gas y la actividad productiva en general.

En 1996, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) estableció el Programa de Acceso Gradual con el que PGPB privatizó sus activos de distribución localizados en Chihuahua, Toluca, Saltillo, Nuevo Laredo, Río Pánuco, Norte de Tamaulipas, Distrito Federal, Valle de Cuautitlán, Texcoco, Querétaro, Puebla, Tlaxcala, Guadalajara, Piedras Negras y Ciudad Juárez.

En 2008, la Secretaría de Energía realizó un diagnóstico sobre el desempeño de Petróleos Mexicanos en el que se identificaron los siguientes aspectos relacionados con la industria del gas natural:

- El incremento de la producción de gas natural observado en el periodo 2000-2007 ha sido insuficiente para satisfacer el aumento de la demanda, lo que repercutió en un aumento de las importaciones de ese hidrocarburo.
- Durante los próximos años, la demanda de gas natural continuará creciendo más que la economía en su conjunto. De esta manera, se espera que el déficit comercial de gas aumente.
- La logística para importar gas natural significa crecientes desafíos para el país.

Con 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 los insumos energéticos, entre ellos el gas natural.



En ese mismo año, el Poder Ejecutivo elaboró y envió la iniciativa de Reforma Energética a la Cámara de Senadores y a la Comisión Permanente del Congreso de la Unión, a fin de fortalecer y modernizar a la industria petrolera mexicana.

En materia de gas natural, destaca la reforma al artículo 3 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, que señala lo siguiente: la industria petrolera abarca la exploración, la explotación, la elaboración y las ventas de primera mano del gas, así como el transporte y el almacenamiento indispensables y necesarios para interconectar su explotación y elaboración. Asimismo, en el artículo 15 de este ordenamiento legal, se estableció la obligación de Pemex y sus organismos subsidiarios de entregar la cantidad y calidad de gas de acuerdo con las disposiciones aplicables.

En esta auditoría a la producción y distribución de gas natural, a cargo de PGPB, se evaluó el cumplimiento del objetivo de “Asegurar un suministro confiable, de calidad y a precios competitivos de los insumos energéticos que demandan los consumidores”, el cual se estableció en el Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012.

A continuación se presenta el esquema de política pública de gas natural, de acuerdo con los objetivos de la planeación nacional, los operadores, los procesos fundamentales y los clientes de este hidrocarburo:

ESQUEMA DE LA POLÍTICA DE GAS NATURAL

Objetivo del Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012: Asegurar un suministro confiable, de calidad y a precios competitivos de los insumos energéticos que demandan los consumidores.			
	 <p>Objetivo: Suministrar el gas natural que requiere el país.</p>		Clientes de PGPB:
	Procesos realizados por PGPB para suministrar el gas natural que requiere el país:		
Extrae de los yacimientos el gas natural que envía a PGPB para su procesamiento.	<p>1. Procesamiento</p> <p>Proceso por el que se remueven las impurezas del gas natural enviado por PEP.</p> <p>Infraestructura utilizada: Complejos Procesadores de Gas (CPG).</p>	<p>2. Transporte</p> <p>Proceso por el que se recibe, conduce y entrega el gas natural.</p> <p>Infraestructura utilizada: Sistema Nacional de Transporte de Gas.</p>	A. Sector Eléctrico. Utiliza al gas natural para generar energía eléctrica.
	<p>3. Importación</p> <p>Proceso por el que se transporta el gas natural adquirido del exterior.</p> <p>Infraestructura utilizada: Sistema Nacional de Transporte de Gas.</p>	<p>4. Desarrollo de Infraestructura</p> <p>Plantas para el procesamiento del gas natural.</p> <p>Gasoductos para el transporte del gas natural.</p>	B. Sector Industrial. Utiliza al gas natural en el desarrollo de sus procesos productivos.
	<p>Riesgos que pueden afectar el suministro de gas natural:</p> <p>Paros no programados en los CPGs.</p> <p>Alertas críticas emitidas por PGPB.</p>		C. Comercializadores de gas natural. Distribuyen y comercializan el gas natural a los usuarios finales.

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la Ley de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

Resultados

1. Evaluación de la Matriz de Indicadores para Resultados

En 2012, PGPB elaboró las MIR de los programas presupuestarios (Pp) B001 “Producción de petróleo crudo, gas, petrolíferos y petroquímicos” y E010 “Distribución de petróleo crudo, gas, petrolíferos y petroquímicos”.

Se determinó que las MIR 2012 de los Pp B001 y E010 aprobados para la producción y distribución del gas se alinearon de forma correcta con los objetivos de la planeación nacional y sectorial, porque establecieron las directrices para garantizar la seguridad energética del país mediante un suministro confiable, de calidad y a precios competitivos de los insumos energéticos que demandan los consumidores.

Se verificó que los objetivos de los niveles de Fin, Propósito, Componente y Actividad fueron congruentes entre sí y se identificó la relación causa-efecto: se desarrollan pozos, se procesa el gas natural, se distribuye y se realizan acciones de mantenimiento para asegurar la calidad del hidrocarburo con el propósito de satisfacer la demanda y garantizar la seguridad energética.

Se determinó que los indicadores de los niveles de Fin, Propósito, Componente y Actividad establecidos en las MIR de los programas presupuestarios B001 y E010 no fueron suficientes para evaluar el objetivo de la política relativo a asegurar un suministro de calidad y a precios competitivos.

12-1-18T4N-07-0168-07-001 Recomendación al Desempeño

Para que Pemex Gas y Petroquímica Básica revise su sistema interno de indicadores, y con base en los resultados obtenidos, diseñe, aplique y dé seguimiento a los indicadores que midan el cumplimiento de los parámetros de calidad del gas natural, la competitividad en cuanto a los precios de este hidrocarburo, las afectaciones a la demanda de gas por alertas críticas y la rentabilidad de los Complejos Procesadores de Gas de PGPB.

2. Satisfacción de la demanda de gas natural

Con la revisión de los datos base del indicador Porcentaje de la demanda nacional de gas cubierta con producción nacional, se determinó que el concepto de demanda nacional no hizo referencia al total de la demanda de gas que registró el país, ya que no integró las importaciones que realizaron los sectores de consumo, industrial, eléctrico y comercializadoras, debido a la limitada oferta nacional de gas.

Por lo anterior, se realizaron dos análisis: el primero, con la demanda que registró el organismo, y el segundo, con la demanda nacional que calculó la ASF, la cual incluye las importaciones de gas de los sectores de consumo.

En 2012, la demanda de gas natural que registró PGPB ascendió a 5,675.3 MMpcd, la cual se atendió en 81.1% con la producción nacional, 4,603.1 MMpcd, por lo que se cumplió la meta del indicador de satisfacer en 81.0% la demanda que registra PGPB con producción nacional; el resto de la demanda se satisfizo con importaciones que realizó el organismo, que en ese año fueron de 1,089.3 MMpcd.

En comparación con la demanda nacional de gas, 6,654.6 MMpcd, que incluye las importaciones que realizaron los sectores de consumo por las limitaciones de la oferta

nacional, la producción nacional cubrió el 69.2%. Las importaciones de gas que efectuaron PGPB y los sectores de consumo ascendieron a 2,068.6 Mmpcd, que significó el 31.1% de la demanda nacional.

Con los trabajos de auditoría, se determinó que durante el periodo 2003-2012, la producción nacional de gas natural aumentó 18.1%, al pasar de 3,897.8 a 4,603.1 MMpcd, y la demanda satisfecha con la oferta total de PGPB se incrementó en 23.0%, de 4,615.6 MMpcd a 5,675.3 MMpcd, por lo que el porcentaje de la demanda que cubrió PGPB con producción nacional disminuyó 3.9%, al pasar de 84.4% a 81.1%.

En cuanto a la demanda nacional de gas natural, que incluye las importaciones realizadas por los sectores de consumo, en el periodo 2003-2012 se incrementó en 37.1%, al pasar de 4,854.6 a 6,654.6 MMpcd, por lo que el porcentaje que atendió con la producción nacional disminuyó 13.8%, al pasar de 80.3% a 69.2%.

El total de las importaciones realizadas por PGPB y los sectores de consumo pasaron de 995.9 MMpcd en 2003 a 2,068.6 MMpcd en 2012, lo que representó un incremento de 107.7%.

12-1-18T4N-07-0168-07-002 **Recomendación al Desempeño**

Para que Pemex Gas y Petroquímica Básica revise su indicador de demanda nacional de gas natural cubierta con producción nacional, con el propósito de que dicho indicador permita conocer efectivamente los requerimientos energéticos del país y en qué medida el organismo atiende la demanda de gas natural que registra el país con producción nacional.

3. Cumplimiento de los parámetros de calidad del gas natural

Con la revisión de los reportes sobre los resultados del monitoreo en los 59 puntos de medición de calidad del gas, se determinó que 30 se localizan en la “Zona Sur” y 29 en la zona “Resto del país”.

Se verificó que en 2012, en 55 (93.2%) de los 59 puntos de medición, el gas natural cumplió con las especificaciones de calidad establecidas en la NOM- 001-SECRE-2010.

En los otros cuatro puntos de medición (6.8%), tres de la Zona Sur (5.1%) y uno del Resto del país (1.7%), se determinó que el gas natural analizado no cumplió con la totalidad de las especificaciones señaladas en la norma: en el punto de medición de Cactus, el gas inyectado rebasó los límites permisibles de Nitrógeno y Total de Inertes en 0.74% y 0.76%, respectivamente; lo mismo ocurrió con el punto Km 100 que superó los límites en 0.54% y 0.57% y el punto de medición Mayakan reportó niveles superiores en 0.04% y 0.07%. El gas natural medido en el punto Mareógrafo no alcanzó el rango mínimo señalado en la norma de la propiedad Poder Calorífico Superior por 9.06 mj/m³, y en el de Cactus tampoco se alcanzó el parámetro mínimo de Total de Inertes por 0.19 mj/m³.

12-1-18T4N-07-0168-07-003 **Recomendación al Desempeño**

Para que Pemex Gas y Petroquímica Básica diseñe e implemente un programa de acciones, a fin de que en el mediano plazo se garantice la calidad del gas inyectado en los puntos de medición Cactus, Km 100, Mayakán y Mareógrafo, conforme a los límites y propiedades que establece la NOM- 001-SECRE-2010.

4. Competitividad en los precios del gas natural

La competitividad consiste en que los precios del gas natural suministrado por PGPB estén referenciados con los precios del gas del mercado norteamericano, ya que México se encuentra integrado al mercado de gas natural de Norteamérica (México, Estados Unidos y Canadá) vía diversos gasoductos de interconexión.

El precio del gas natural del mercado Henry Hub, ubicado en Louisiana Estados Unidos, es la referencia utilizada en la determinación de los precios de Ventas de Primera Mano (VPM), debido a que es sede de un gran número de transacciones de compraventa de gas natural.

El análisis comparativo del precio de las Ventas de Primera Mano (VPM) se realizó con los registros de Ciudad Pemex debido a que es el primer punto de centro de proceso en el que se inyecta gas del Sureste, y los de Reynosa porque es en el que se inyecta el gas natural de importación.

En 2012, el precio de referencia del mercado Henry Hub fue de 2.62 US\$/MMbtu. El precio de VPM de gas natural en la ciudad de Reynosa (2.69 US\$/MMbtu) rebasó en 2.7% al precio de referencia, y el precio de VPM de gas natural en Ciudad Pemex (2.46 US\$/MMbtu) estuvo por debajo del precio de referencia en 6.1%.

En el periodo 2009-2012, los precios de VPM de gas natural en las ciudades de Reynosa y Ciudad Pemex mantuvieron la misma tendencia que el precio de referencia del mercado Henry Hub. El precio de referencia se redujo en 19.9%; y los precios de VPM en Reynosa y Ciudad Pemex disminuyeron en 19.2% y 21.7%, respectivamente.

De esta forma, se determinó que los precios de venta de primera mano de gas natural en las ciudades de Reynosa y Ciudad Pemex fueron competitivos, al ser similares al precio de referencia internacional.

5. Afectaciones en la demanda de gas natural por alertas críticas

En 2012, se verificó que se presentaron 22 alertas críticas en el sistema nacional de transporte de gas natural, que originaron 3,470 horas de afectación equivalentes a 144.6 días. El volumen total que dejó de suministrarse en las zonas geográficas fue de 1,072.1 MMpcd, lo que representó 16.1% la demanda nacional.

Se determinó que 10 de las 22 alertas críticas ocurridas en 2012 se debieron al incremento de la demanda de los clientes y por bajas inyecciones de gas en el Sureste del país; 3 alertas se declararon por fallas en la infraestructura de procesamiento y transporte, y las 9 restantes fueron por causas de fuerza mayor, de las cuales la de más larga duración se debió a un accidente en la estación de medición de gas de PEP, ubicada en la zona Norte del país. Las alertas críticas relacionadas con las reducciones en las inyecciones de gas y por los consumos mayores a las inyecciones reflejan una falta de equilibrio entre las necesidades de oferta y demanda.

La Zona Centro-Occidente fue la que registró el mayor número de alertas, sumando 14 (63.6% del total), 1,578 horas de afectación (45.5%) y dejándose de suministrar 329.2 MMpcd (30.7%); la Zona Noreste reportó 4 alertas críticas (18.2%) que originaron afectaciones por 1,473 horas (42.4%) y se dejó de suministrar 379.3 MMpcd (35.4%); en la Zona Sur-Sureste se registraron 3 alertas (13.6%) y 374 horas de afectación (10.8%), con un desabasto de 358.6 MMpcd (33.4%), y en el Centro del país sólo se reportó una alerta crítica

(4.6%), con una afectación de 45 horas (1.3%) y una restricción en el consumo de 5.0 MMpcd (0.5%). En la Zona Noreste no se reportó ningún evento de este tipo.

En el periodo 2003-2012, las alertas críticas se incrementaron 100.0%, (de 11 a 22 alertas), el tiempo de afectación aumentó 196.1%, al pasar de 1,172 horas a 3,470 horas de desabasto y el volumen de gas restringido se incrementó en 160.2%, de 412.1 a 1,072.1 MMpcd.

12-1-18T4N-07-0168-07-004 **Recomendación al Desempeño**

Para que Pemex Gas y Petroquímica Básica, en coordinación con Pemex Corporativo y la Secretaría de Energía, realice un estudio sobre la operación de la red de ductos para el transporte de gas natural, y con base en ello se programen acciones a fin de disminuir el número de alertas críticas y garantizar el suministro de gas natural que demandan los consumidores.

6. Cumplimiento de la meta de procesamiento de gas

Se verificó que en 2012, PGPB programó el procesamiento de 4,174.0 MMpcd de gas en sus 8 complejos y reportó un resultado de 4,206.0 MMpcd, por lo que cumplió en 100.8% la meta de procesamiento de gas.

Se constató que la meta fue alcanzada debido a que los complejos procesadores de gas Cactus, Cd. Pemex, Matapionche, Poza Rica, Arenque y Burgos recibieron una mayor oferta de gas por parte de Pemex Exploración y Producción (PEP).

Los complejos que no alcanzaron su meta de procesamiento fueron La Venta con un cumplimiento de 83.9%, al dejar de procesar 27.7 MMpcd respecto de lo establecido y Nuevo Pemex que programó 1,223.9 MMpcd y procesó 1,103.2 MMpcd, lo que significó un cumplimiento de 90.1%.

En el periodo 2003-2012 el gas procesado por PGPB registró un crecimiento de 14.0%, al pasar de 3,689.9 MMpcd en 2003 a 4,206.0 MMpcd en 2012, debido a que PEP aumentó la producción de gas en los activos integrales Samaria-Luna y Macuspana de la región Sur, Litoral de Tabasco de la región Marina Sureste y Ku-Maloob-Zaap de la región Marina Noreste.

7. Capacidad de producción utilizada

En 2012, se determinó que PGPB registró una capacidad instalada de 5,912.0 MMpcd, de la cual utilizó 4,346.4 MMpcd, lo que equivalió al 73.5%, por lo que cumplió en 99.7% la meta de utilizar el 73.7% de su capacidad instalada.

Respecto del referente internacional de utilizar el 80.0% de la capacidad instalada para procesamiento de gas, el resultado de PGPB (73.5%) se ubicó por debajo de este referente en 6.5 puntos porcentuales. De los 8 Complejos Procesadores de Gas (CPG), los complejos Nuevo Pemex, Coatzacoalcos y La Venta obtuvieron un resultado inferior al referente.

En el periodo 2003-2012, la capacidad instalada se incrementó en 2.9% y la capacidad utilizada en 2.7% en promedio anual. La capacidad instalada pasó de 4,578.3 a 5,912.0 MMpcd y la capacidad utilizada pasó de 3,421.4 a 4,346.4 MMpcd.

El porcentaje de utilización de la capacidad de los CPG disminuyó 1.2 puntos porcentuales, al pasar de 74.7% en 2003 a 73.5% en 2012.

De acuerdo con los informes analizados, el crecimiento de la capacidad instalada se debió a que en 2004 entraron en operación dos plantas procesadoras en el Complejo Burgos y en 2006 se incorporaron otras dos plantas a la operación de ese complejo por las nuevas expectativas de producción de gas de PEP en la cuenca de Burgos.

12-1-18T4N-07-0168-07-005 **Recomendación al Desempeño**

Para que Pemex Gas y Petroquímica Básica, en coordinación con Pemex Corporativo, Pemex Exploración y Producción y la Secretaría de Energía, realice un estudio integral del gas natural, y con base en ello se programen acciones a fin de que el organismo cuente con el insumo necesario para utilizar la capacidad instalada de procesamiento de gas natural conforme a los parámetros internacionales de eficiencia.

8. Autoconsumos de gas combustible en el procesamiento de gas

En 2012, se verificó que el autoconsumo de gas combustible en el procesamiento de gas de los 8 complejos procesadores fue de 4.7% en promedio, porcentaje inferior en 0.8 puntos porcentuales en comparación con el límite fijado en el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2012-2016 (5.5%) y 1.3 puntos porcentuales por debajo del referente internacional (6.0%).

Los resultados mostraron que en 2012 tres complejos no cumplieron con el límite y el referente señalados: el de Poza Rica presentó un consumo mayor que el límite en 2.4% y 1.9% superior al referente internacional; Nuevo Pemex sobrepasó el límite en 2.0% y el estándar internacional en 1.5%, y Cactus registró un autoconsumo mayor que el límite y el referente en 1.2% y 0.7%, respectivamente.

En el periodo 2008-2012 el autoconsumo de gas combustible se redujo en 24.2% (de 6.2% a 4.7%).

12-1-18T4N-07-0168-07-006 **Recomendación al Desempeño**

Para que Pemex Gas y Petroquímica Básica realice un estudio sobre la situación operativa de los Complejos Procesadores de Gas Poza Rica, Nuevo Pemex y Cactus, y con base en los resultados diseñe e implemente un programa de acciones para mejorar la eficiencia en el autoconsumo de combustible en el procesamiento de gas natural.

9. Índice de paros no programados

La ASF verificó que en 2012 el índice de paros no programados por causas propias de PGPB fue de 1.02% de las horas totales por equipo en el año, por lo que se cumplió la meta de 1.0%.

Se determinó que con excepción de los CPG Burgos, Cactus, Poza Rica, Matapionche y La Venta, los demás CPG presentaron índices de paros no programados superiores a la meta. El CPG Nuevo Pemex sobrepasó la meta en 19.0%; el CPG Arenque, en 289.0%; el CPG Ciudad Pemex, en 62.0%, y el CPG Coatzacoalcos, en 23.0%.

Se verificó que los incrementos señalados se debieron a fallas de mantenimiento y retrasos en las reparaciones programadas.

En el periodo 2006-2012, el índice de paros no programados por causas propias se incrementó en 82.1%, de 0.56% en 2006 a 1.02% en 2012. Los CPG Burgos, Ciudad Pemex, y Coatzacoalcos fueron los que presentaron los porcentajes más elevados de variación en este

periodo con 833.3% (de 0.03% a 0.28%), 710.0% (de 0.20% a 1.62%) y 666.7% (de 0.03% a 0.23%), respectivamente.

12-1-18T4N-07-0168-07-007 **Recomendación al Desempeño**

Para que Pemex Gas y Petroquímica Básica realice un estudio de las condiciones operativas de sus complejos procesadores, y con base en los resultados, diseñe e implemente un programa de acciones, a fin de cumplir en tiempo y forma con los programas de mantenimiento establecidos y prevenir contingencias para reducir el índice de paros no programados.

10. Utilización y flexibilidad de la capacidad instalada de transporte de gas natural

Con el análisis de los reportes de la capacidad de transporte, se determinó que en 2012 PGPB contó con una capacidad instalada de 5,102.0 MMpcd, de los cuales 5,012.0 MMpcd (98.2%) correspondieron al Sistema Nacional de Gasoductos y 90 MMpcd (1.8%) al Sistema Naco Hermosillo.

En lo referente a la capacidad utilizada, PGPB transportó 4,705.0 MMpcd de gas natural, el 98.3% (4,625.0 MMpcd) lo hizo por el SNG y el 1.7% (80 MMpcd) por el SNH, por lo que el organismo registró una utilización de 92.2% de la capacidad instalada, dejando al sistema con una capacidad disponible del 7.8%, resultado inferior al estándar que establece una capacidad disponible mínima de 10.0%, por lo que el sistema nacional de transporte de gas natural operó con una reducción de respaldo operativo y flexibilidad del sistema.

De manera desagregada, se identificó que la saturación del sistema nacional de transporte de gas natural fue en las zonas Noreste y Centro Occidente, con 108.0% y 94.0% de índice de utilización de la red de ductos.

En el periodo 2003-2012, el porcentaje de utilización de la capacidad del SNG y el SNH, se incrementó en 26.3 puntos porcentuales, al pasar de 65.9% a 92.2%. Este incremento redujo el margen de operación en 77.1%, al pasar de 34.1% a 7.8%, lo que puso en riesgo la flexibilidad operativa, que requiere como mínimo un 10.0% de la capacidad instalada.

12-1-18T4N-07-0168-07-008 **Recomendación al Desempeño**

Para que Pemex Gas y Petroquímica Básica, en coordinación con Pemex Corporativo y la Secretaría de Energía, realice un diagnóstico sobre las necesidades de la red de ductos para el transporte del gas natural, y con base en los resultados obtenidos se programen acciones para incrementar la flexibilidad de la red de ductos, a fin de operar en condiciones de seguridad y calidad.

11. Incremento en la capacidad de procesamiento y transporte para la cobertura de la demanda

En 2012, PGPB programó incrementar la capacidad de procesamiento criogénico en 200.0 MMpcd, con la construcción de una planta criogénica en el área de Poza Rica. Asimismo, fijó adicionar capacidad de transporte de gas natural con el proyecto libramiento de Xalapa, que consistía en sustituir a 48 pulgadas la tubería del gasoducto Cempoala-Santa Ana.

En lo que respecta al incremento de capacidad criogénica instalada en los CPG, se constató que la planta criogénica de procesamiento de gas en el CPG Poza Rica entró en operación en

noviembre de 2012, con lo cual el organismo incrementó y adaptó la capacidad de proceso de gas.

Referente a la adición de capacidad de transporte de gas natural, PGPB no concluyó en 2012 el Libramiento Xalapa 48 pulgadas, por lo que no se incrementó la capacidad y flexibilidad del sistema nacional de transporte de gas natural. Durante el proceso de la auditoría, el organismo documentó que en junio de 2013 entró en operación el proyecto Libramiento Xalapa.

12. Índice de satisfacción de los clientes de gas natural

Con la revisión practicada, se constató que en 2012 el índice de satisfacción de clientes de gas natural fue de 77.0%, 5.4 puntos porcentuales por debajo de la meta establecida de 82.4%.

Con la revisión de los resultados de las encuestas aplicadas por PGPB a 233 clientes, se verificó que 15 de éstos (6.4%) mostraron insatisfacción en la atención del servicio. Las causas por las que no se encuentran satisfechos los clientes con el servicio son por la falta de comunicación (3.4%, 8 menciones de 233), la tardanza en dar respuesta (1.3%, 3 menciones de 233), la no resolución de dudas o problemas (1.3%, 3 menciones de 233) y que no dio seguimiento a las solicitudes (0.4% una mención de 233).

Se determinó que en el periodo 2005-2012, el índice de satisfacción de clientes se incrementó en 16.7%, al pasar de 66.0% a 77.0%. En ninguno de los años del periodo se cumplió con la meta establecida y no se mantuvo la satisfacción alcanzada en 2009, año en el que se registró el índice de satisfacción de 79.0%.

12-1-18T4N-07-0168-07-009 Recomendación al Desempeño

Para que Pemex Gas y Petroquímica Básica, con base en los resultados del índice de satisfacción de clientes, elabore un programa de acciones a fin de que se cumplan las metas anuales en la materia y se logre la estrategia de consolidar la relación con los clientes de gas natural.

13. Análisis costo de operación – ventas internas

En 2012, PGPB registró un balance positivo entre las ventas y los costos con un valor de 11,282.2 Pesos/MMpc. En ese año las ventas internas ascendieron a 40,450.4 Pesos/MMpc, en tanto que los costos de operación de los complejos procesadores de gas fueron por 29,168.2 Pesos/MMpc.

Se determinó que en el periodo 2003-2012 la diferencia entre los costos y la ventas del gas natural producido por PGPB decreció en 40.8%, al pasar de 19,073.2 a 11,282.2 Pesos/MMpc. Esta disminución es resultado de los precios de referencia internacional, ya que disminuyeron 49.0% al pasar de 5.14 a 2.62 dólares por millón de unidades térmicas británicas.

Consecuencias Sociales

Pemex Gas y Petroquímica Básica satisfizo la demanda de gas natural con su oferta, compuesta por producción nacional (80.9%) e importaciones (19.1%). Sin embargo, debido a la saturación en el sistema nacional de transporte de gas natural, se emitieron alertas críticas, por lo que el organismo dejó de suministrar 1,072.1 MMpcd de gas, que significó el

16.1% la demanda nacional. Esta situación afectó el suministro de gas al sector eléctrico, que tuvo que recurrir a importaciones y a sustitución de centrales que utilizan otros insumos para evitar cortes al suministro de energía eléctrica a 37,028,149 clientes.

De no realizarse un estudio sobre las alternativas viables y con base en sus resultados se tomen las decisiones para incrementar la capacidad de producción nacional de gas natural y del transporte del hidrocarburo, el riesgo de la flexibilidad del sistema nacional de transporte aumentará por las crecientes importaciones, 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) 10 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) 9 restante(s) generó(aron): 9 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 Gas y Petroquímica Básica cumplió con el objetivo de asegurar el suministro confiable y a precios competitivos del gas natural que demandan los consumidores; la demanda de gas natural que atendió PGPB fue de 5,675.3 Millones de pies cúbicos por día, la cual se cubrió con 81.1% con producción nacional, conforme a lo programado, el resto de la demanda se satisfizo con importaciones; en 93.2% de los 59 puntos de medición el gas natural cumplió con el total de las especificaciones de calidad; el precio de venta de primera mano del gas natural de PGPB fue competitivo al ser similar al precio de referencia del mercado Henry Hub, ubicado en Luisiana, Estados Unidos de América.

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

En 2012 se registraron 22 alertas críticas, por las cuales se dejaron de suministrar 1,072.1 MMpcd de gas natural. Durante el periodo 2003-2012, se incrementó en 160.2% el volumen de gas no suministrado por PGPB, debido a las alertas críticas.

En 2012, el autoconsumo de gas combustible en el procesamiento de gas de los complejos procesadores fue de 4.7% en promedio anual, resultado inferior en 0.8% del límite establecido de 5.5%.

En 2012, cuatro de los nueve complejos procesadores de gas (44.4%) sobrepasaron el límite comprometido para el índice de paros no programados.

En el año de revisión, el organismo utilizó el 92.2% de la capacidad instalada del sistema nacional de transporte de gas natural, y su capacidad disponible para respaldo operativo fue de 7.8%, porcentaje inferior al mínimo disponible de 10.0%, por lo que se operó con una reducción del respaldo operativo y flexibilidad del sistema.

Apéndices

Procedimientos de Auditoría Aplicados

1. Verificar el cumplimiento de las disposiciones normativas aplicables al Sistema de Evaluación del Desempeño de los programas presupuestarios B001 y E010, con base en la revisión de la Matriz de Indicadores para Resultados de estos programas.
2. Evaluar el cumplimiento del objetivo de asegurar el suministro de gas natural que demandan los consumidores, con base en el análisis de la satisfacción de la demanda y la composición de la oferta de PGPB.
3. Analizar la calidad del gas natural que se inyecta en el sistema de transporte por ducto, con base en la revisión de los reportes de calidad por punto de medición y el análisis comparativo con la Norma Oficial Mexicana en la materia.
4. Verificar la competitividad en los precios de gas natural de PGPB, por medio del análisis comparativo con el precio internacional de referencia.
5. Analizar las afectaciones a la demanda de gas natural, con la revisión de las alertas críticas emitidas por PGPB en las cinco zonas el país: Noroeste, Centro Occidente, Sur Sureste, Centro y Noroeste.
6. Verificar el cumplimiento de la meta de procesamiento de gas natural.
7. Comprobar el cumplimiento de la meta y el estándar internacional de la capacidad de producción utilizada en los complejos procesadores de gas.
8. Constatar el cumplimiento de la meta y el estándar internacional del autoconsumo de gas combustible utilizado en el procesamiento del gas.
9. Evaluar la confiabilidad de la infraestructura por medio del cumplimiento del límite de paros no programados en PGPB por complejo procesador.
10. Examinar los resultados sobre la utilización de la capacidad instalada de transporte y la flexibilidad del sistema nacional del transporte de gas.
11. Evaluar el incremento en la capacidad de procesamiento y transporte de gas natural, por medio de la verificación del cumplimiento de los proyectos de infraestructura de plantas criogénicas y gasoductos.
12. Revisar el cumplimiento de la meta relativa a la satisfacción de los clientes de gas natural.
13. Analizar los costos de operación y las ventas internas de los complejos procesadores de gas.

Áreas Revisadas

Las Subdirecciones de Planeación, Producción, Gas Natural, de Ductos, y de Administración y Finanzas, adscritas a Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB).

Disposiciones Jurídicas y Normativas Incumplidas

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

1. Otras disposiciones de carácter general, específico, estatal o municipal: Guía para la Construcción de la Matriz de Indicadores para Resultados, numeral 2; Matriz de Indicadores para Resultados del Programa Presupuestario G002, 2012; NOM-001-SECRE-2010, numeral 5; Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, artículo 15; Programa Sectorial de Energía, objetivo 1.2; Estrategia Nacional de Energía 2012-2016, numeral 3.5.1; Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2012-2016, Objetivo 9, Estrategia 13, Estrategia 26, Estrategia 33.

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.

Respecto al resultado de Capacidad de producción utilizada se hace el comentario por parte de la Subdirección de Producción de PGPB que la eficiencia es la óptima utilización de los recursos disponibles para la obtención de resultados deseados, no obstante lo anterior, al depender del suministro de la materia prima de Pemex Exploración y producción (PEP) no se tiene inferencia directa en la utilización de toda la capacidad instalada, sino que mediante la rectoría de la DCO, se alinean los programas operativos para que cada una de las partes de la cadena de valor de Petróleos Mexicanos (PEMEX), cumplan su meta de proceso, producción, transporte, ventas, etc. lo cual es cumplido cabalmente. Es importante mencionar que en los mismos programas y que son emitidos para toda la cadena de valor de PEMEX, ya está tomado en cuenta la disponibilidad de oferta de crudo y gas, la capacidad de proceso de complejos y refinerías, el transporte, la demanda de los diferentes sectores, y las exportaciones/importaciones de hidrocarburos, por lo que las metas definidas en dichos programas, es un estándar real para la medición del desempeño de cada parte de la cadena de valor.

El referente internacional del 80.0% utilizado en los informes directivos es aplicable en condiciones de demanda satisfecha y es aplicable también a la industria en el supuesto de no contar con restricciones en los volúmenes de oferta de materia prima. PGPB sí cuenta con esta restricción.

Solicitando su amable intervención para las gestiones ante la Auditoría Superior de la Federación, para direccionar dicho resultado al ámbito corporativo, ya que es una problemática ajena a PGPB, que involucra a otro organismo subsidiario y que impacta globalmente la cadena de valor de PEMEX en su conjunto.

En el resultado de Autoconsumos de gas combustible en el procesamiento de gas, la entidad señaló que la referencia internacional es asignada por las áreas directivas de PGPB como un promedio para el sistema, y no de manera particular para cada complejo procesador de gas, ya que desde el punto de vista tecnológico, de flexibilidad operativa y de condiciones particulares de operación, las plantas no pueden ser evaluadas particularmente con el mismo estándar, debido a que se han ido construyendo a lo largo de últimos 40 años con diferentes diseños tecnológicos.