

Pemex-Gas y Petroquímica Básica

Procesamiento de Gas, Producción de Petroquímicos Básicos y su Distribución

Auditoría de Desempeño: 14-6-47T4N-07-0305

DE-194

Criterios de Selección

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

Objetivo

Fiscalizar el cumplimiento del objetivo estratégico de asegurar el abasto de gas natural que demanda el país y petroquímicos básicos con eficiencia, calidad y competitividad.

Alcance

La auditoría efectuada a Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) comprendió la revisión de los hilos conductores de “asegurar el abastecimiento de petroquímicos no básicos”, “generar valor económico”, así como el de “mecanismos de seguimiento, evaluación y control” en las actividades de procesamiento de gas natural, producción de petroquímicos básicos y su distribución.

En el primer hilo, la revisión consistió en verificar el cumplimiento del objetivo estratégico de asegurar el abastecimiento de gas natural y petroquímicos básicos que demandó el país a cargo de PGPB.

Por lo que refiere al hilo conductor de generar valor económico, se revisó la utilización, incremento y modernización de la infraestructura para el procesamiento de gas, producción de petroquímicos básicos y su distribución; la eficiencia operativa en el cumplimiento de las metas de producción y distribución de gas natural y petroquímicos básicos y la confiabilidad de la infraestructura; así como el cumplimiento de los parámetros de calidad del gas, y la competitividad en los precios de gas natural y petroquímicos básicos de PGPB en comparación con el precio internacional de referencia.

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

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

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

Antecedentes

El 7 de junio de 1938, se crea Petróleos Mexicanos como organismo descentralizado del Estado y a la Distribuidora de Petróleos Mexicanos con objeto de efectuar todas las operaciones relacionadas con la industria petrolera como su exploración, explotación, refinación, almacenamiento y distribución en beneficio de la Nación.

En 1940, Petróleos Mexicanos es reformado como una sola entidad que se hace cargo de toda la industria petrolera, desde las actividades de exploración hasta la venta final al consumidor.

En 1958, se publicó una nueva Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional que estableció que la industria petrolera incluía "la elaboración, el almacenamiento, el transporte, la distribución y las ventas de aquellos derivados del petróleo que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas", y se añadió que la Nación llevaría a cabo estas actividades por conducto de Pemex.

En ese mismo año, el Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex inició operaciones con una planta de absorción, actualmente fuera de servicio, procesando gas natural húmedo producido en los campos de José Colomo, Chilapilla y Hormiguero, cuyas reservas justificaron su instalación.

El 9 de febrero de 1971, se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, en materia de petroquímica, en el cual se divide a la industria petroquímica en dos grandes áreas: la industria petroquímica básica reservada al Estado y la industria petroquímica secundaria, abierta a la inversión privada.

A principios de los años ochenta, la producción de gas natural mostró un crecimiento debido a la intensificación de las actividades de extracción del gas asociado en las regiones Sur y Marina y el aprovechamiento del gas asociado; sin embargo, la infraestructura era insuficiente para procesar el gas en la zona marina y se carecía de competitividad en los costos de producción y de distribución.

En 1986, se reformó la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional referente al Ramo del Petróleo, en la que se definieron los petroquímicos básicos^{1/}, por lo que la producción de estos productos quedó reservado al Estado.

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 objeto de procesar,

^{1/} Etano, propano, butanos, pentanos, hexano, heptano, materia prima para negro de humo, naftas y metano.

almacenar, transportar, distribuir y comercializar el gas natural, así como de derivados que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas.

En 1995, se reformó la Ley reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo lo que posibilitó la participación del sector privado para la construcción, operación, propiedad de sistemas de transporte, distribución, almacenamiento, importación, exportación y comercialización de gas natural, que hasta ese momento eran reservadas para Pemex. Con la reforma, los sectores social y privado podrían realizar las actividades de transporte y distribución de gas, previo permiso; además de construir, operar y ser propietarios de ductos, instalaciones y equipos. PGPB concentraría sus esfuerzos en la actividad estratégica del procesamiento de gas.

En noviembre de 1995, se expidió el Reglamento de Gas natural, el cual desarrolla tanto las disposiciones que rigen la participación de Pemex, como la de los particulares en la industria del gas natural.

En este contexto y bajo la política pública de reestructuración, en el periodo 1992-2000 la producción nacional de gas natural y la demanda se incrementaron en 36.0% y 30.7%, respectivamente; en tanto las importaciones de este insumo se redujeron en 7.4%.

En el periodo 2001-2006, la política pública de gas natural identificó que de continuar con la tendencia incremental de la demanda de este hidrocarburo y no realizar reformas al marco jurídico que incentivaran sustancialmente la inversión, México pasaría a ser un importador neto de gas natural para garantizar el suministro.

En 2008, la Secretaría de Energía realizó un diagnóstico sobre el desempeño de Petróleos Mexicanos, en el que se destacó que el incremento de la producción de gas natural observado en el periodo 2000-2007 fue insuficiente para satisfacer el aumento de la demanda, lo que repercutió en un aumento significativo de las importaciones de ese hidrocarburo. Asimismo, se identificó que existía rezago tecnológico en las plantas de proceso, falta de competitividad en los procesos operativos respecto de empresas de clase mundial, altos costos de producción, retraso en los programas de mantenimiento y en los trabajos de rehabilitación, y un acelerado incremento de las importaciones de gas natural para cubrir el déficit de la producción.

Con el diagnóstico, se concluyó que era necesario realizar una revisión integral del marco que regulaba la industria petrolera para lograr que ésta ofreciera una provisión más segura y eficiente de los insumos energéticos, entre ellos el gas natural y los petroquímicos básicos.

En 2008, se reformó el artículo 3 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo que estableció que la industria petrolera abarcaba 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; además, la elaboración, el transporte, el almacenamiento, la distribución y las ventas de primera mano de aquellos derivados del gas que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas y que constituyen petroquímicos básicos.

Asimismo, en el artículo 15 del mismo ordenamiento legal, se estableció la obligación de Pemex y sus organismos subsidiarios de entregar la cantidad y calidad de gas y petroquímicos básicos de acuerdo con las disposiciones aplicables.

De acuerdo con el Programa Sectorial de Energía 2013-2018, en la última década la demanda de gas natural en el país se ha incrementado de manera sostenida, debido principalmente al precio de venta de primera mano vinculado al mercado norteamericano y los altos precios del petróleo y sus derivados. Esta mayor demanda de gas natural, aunada a la disminución en la producción nacional ha derivado en el incremento en las importaciones, lo que a su vez dificulta el abastecimiento de este combustible, principalmente en la zona centro-occidente, lo que ha llevado a comprometer la flexibilidad operativa del Sistema Nacional de Gasoductos (SNG).

Para atender la problemática, el Gobierno Federal estableció en el PND el objetivo de abastecer de energía al país con precios competitivos, calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva, en congruencia en el Programa Sectorial de Energía (PROSENER) 2013-2018 se estableció optimizar la capacidad productiva y de transformación de hidrocarburos, para asegurar procesos eficientes y competitivos.

En el Presupuesto de Egresos de la Federación 2014, se estableció el objetivo de PGPB de fortalecer el mercado de gas natural mediante el incremento de la producción y el robustecimiento en la infraestructura de importación, transporte y distribución para asegurar el abastecimiento de energía en condiciones de calidad y precio. Asimismo, se establecieron las estrategias de incrementar la eficiencia operativa, la capacidad de proceso de gas, la capacidad y flexibilidad del sistema nacional de transporte de gas natural así como optimizar la logística de los petroquímicos básicos.

Para llevar a cabo sus actividades de producción, transporte y comercialización, PGPB cuenta con nueve complejos procesadores de gas ^{2/}, terminales de distribución de gas licuado y 16 sectores de ductos con un total de 12,676.0 km de ductos, los cuales se desglosan por el producto que transportan, 9,037.0 km que transportan gas natural; 1,815.0 km que transportan gas licuado del petróleo; 1,294.0 km de petroquímicos básicos; 490.0 km de petroquímicos secundarios y 40.0 km que transportan agua.

Antes de la Reforma Energética en materia de hidrocarburos de diciembre de 2013, el Estado tenía la exclusividad de las actividades de exploración, explotación y transformación de hidrocarburos para elaborar los derivados como petrolíferos y petroquímicos básicos. Tras la reforma, el Estado mantiene la exclusividad para la exploración y extracción de hidrocarburos, pero las actividades de transformación se liberaron.

Conforme los acuerdos de la creación de las Empresas Productivas del Estado Subsidiarias (EPS), publicados el 28 de abril de 2015, los Organismos Subsidiarios de Pemex se integran en las dos divisiones siguientes: Exploración y Producción cuyo objeto es la exploración y extracción de hidrocarburos (petróleo y gas) desde la incorporación de reservas hasta la entrega para su transformación o uso final, y Pemex Transformación Industrial cuyo objeto es la refinación, transformación, procesamiento, importación, exportación, comercialización, expendio al público, elaboración y venta de hidrocarburos, petrolíferos, gas natural y petroquímicos.

Los acuerdos de creación de las EPS entrarán en vigor una vez que se hayan realizado las gestiones administrativas necesarias para dar inicio a las operaciones de éstas, una vez

^{2/} Nuevo Pemex, Burgos, Cactus, Ciudad Pemex, Poza Rica, La Venta, Arenque, Matapionche y Reynosa.

concluidas dichas gestiones, se dará aviso al Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, a efecto de que emita la declaratoria de entrada, la cual deberá expedirse en un plazo no mayor de 180 días naturales.

Para las actividades de transformación industrial y logística de hidrocarburos se establecerá un nuevo modelo de transformación, transporte, almacenamiento y distribución basado en un régimen de permisos. De acuerdo con la Ley de Hidrocarburos, la Secretaría de Energía es la encargada de expedir los permisos para realizar el procesamiento del gas natural y la Comisión Reguladora de Energía para el transporte, almacenamiento y su distribución, venta de primera mano y comercialización del gas natural.

Asimismo, se creó el Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENAGAS) como un organismo público descentralizado para la administración y operación del sistema nacional de ductos de transporte y almacenamiento de gas natural.

Resultados

1. Participación de la producción nacional en la demanda

En 2014, la demanda de gas natural que registró PGPB fue de 5,730.9 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd), la cual se atendió en 76.6% con la producción nacional (4,392.9 MMpcd), por lo que se cumplió la meta del indicador “Porcentaje de la demanda de gas cubierta con producción nacional” de 73.6%, establecida en la MIR del Programa Presupuestario B001 “Producción de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos”. El resto de la demanda (23.4%) se satisfizo con importaciones que realizó el organismo.

En 2014, la producción de petroquímicos básicos de 188.9 miles de barriles diarios (Mbd) cubrió la demanda (188.9 Mbd) en 100.0%, el 65.1% de la oferta se destinó al mercado interno (122.9 Mbd) y el restante 34.9% (66.0 Mbd) se destinó al mercado externo.

Durante el periodo 1992-2014, se determinó que se redujo la participación de la producción nacional de gas natural en 14.8%, lo que significó una reducción de 13.3 puntos porcentuales, al pasar de 89.9% a 76.6% en 2014. La oferta de gas natural de PGPB no fue suficiente para cubrir la demanda nacional, por lo que se recurrió a las importaciones que aumentaron 443.1% en 22 años, al pasar de 250.0 a 1,357.8 millones de pies cúbicos diarios en 2014.

En ese periodo, la participación de la producción de naftas y etano en el mercado interno disminuyó en 12.6 puntos porcentuales al pasar de 77.7% al 65.1%, en tanto que, el porcentaje destinado al mercado externo aumentó en los mismos puntos porcentuales al pasar de 22.3% en 1992 a 34.9% en 2014.

2. Utilización de la infraestructura de procesamiento

Se verificó que en 2014 el índice de utilización de la capacidad criogénica instalada de PGPB se ubicó en 72.8% de la capacidad instalada (5,912.0 MMpcd), cifra superior en 0.6 puntos porcentuales a la meta de 72.2%, lo que representó un avance de lo programado de 100.8%. No obstante, el índice de utilización de la infraestructura de producción fue inferior 7.2 puntos porcentuales al referente internacional de 80.0%.

El organismo indicó que la menor entrega de materia prima por parte de la subsidiaria Pemex Exploración y Producción de gas húmedo amargo y gas húmedo dulce en 6.6% y 14.1% respecto de lo programado, lo que limitó la utilización de la capacidad instalada para alcanzar el estándar internacional de 80.0%.

Respecto de la capacidad instalada de procesos de condensados se utilizó el 23.0%, menor en 1.7 puntos porcentuales que lo programado (24.7%), por lo que cumplió el 93.1% respecto de la meta; se constató que no se alcanzó la meta debido a la falta de disponibilidad de líquidos, principalmente, en el complejo Nuevo Pemex.

En el periodo 1998-2014, el índice de utilización de la capacidad instalada de proceso de gas se redujo 8.7%, mientras que la capacidad instalada registró un incremento de 49.3%.

Durante el periodo 1994-2014, el índice de utilización de la capacidad instalada de condensados se redujo en 73.8% al pasar de 87.8% a 23.0%, así como el volumen procesado en 68.6%, al pasar de 105.3 en 1994 a 33.1 Mbd en 2014. No obstante, la capacidad instalada de proceso de condensados aumentó 20.0% al pasar de 120.0 a 144.0 Mbd.

14-6-47T4I-07-0305-07-001 **Recomendación al Desempeño**

Para que la Dirección General de Petróleos Mexicanos exponga a su Consejo de Administración las razones que limitaron la disponibilidad del insumo para utilizar la capacidad instalada de procesamiento de condensados, y con base en ello, se tomen decisiones para programar las acciones pertinentes, a fin de que se cuente con el insumo necesario que permita optimizar la capacidad productiva y cumplir con las metas establecidas y parámetros internacionales en la materia, en cumplimiento del Programa Sectorial de Energía 2013-2018, el artículo 45 de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2014-2018, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados.

3. Utilización de la infraestructura de distribución

En 2014, la capacidad utilizada de la infraestructura de distribución de gas fue de 4,911.6 MMpcd menor en 0.5% que 2013 (4,935.0 MMpcd), por lo que el índice de utilización de la infraestructura de transporte fue de 96.3%, inferior en 0.4 puntos porcentuales al año anterior (96.7%). Si bien, en 2014 existió una disminución del índice de utilización del Sistema Nacional de Gasoductos, ésta fue marginal para reducir la saturación de transporte a niveles inferiores a 85.0% que es el óptimo.

Respecto de la capacidad instalada de transporte de petroquímicos básicos, el índice de capacidad utilizada de la infraestructura fue de 68.9%, cifra superior en 3.1 puntos porcentuales respecto del año anterior (65.8%); y el volumen de petroquímicos básicos transportados se incrementó en 4.8%, al pasar de 274.3 Mbd a 287.4 Mbd en 2014.

En el periodo 2000-2014, el índice de utilización de la infraestructura de transporte de gas aumentó en 58.1% al pasar de 60.9% a 96.3%; asimismo, el volumen transportado se incrementó en 65.8% y la capacidad instalada en 4.9%.

En el periodo 2003-2014, el porcentaje de utilización de la infraestructura de distribución de petroquímicos básicos disminuyó 1.8 puntos porcentuales al pasar de 70.7% a 68.9%; asimismo, la capacidad utilizada se redujo en 2.5%, debido a la menor oferta de gas natural por parte de Pemex Exploración y Producción, materia prima para la elaboración de los petroquímicos básicos.

No se emite observación en razón de que el organismo descentralizado CENAGAS se hará cargo de la administración, coordinación y gestión de la red de ductos para el transporte de gas natural.

4. Mantenimiento de Infraestructura de producción

En 2014, PGPB realizó 2,581 mantenimientos preventivos y predictivos, lo que representó un avance de 99.8%, respecto de lo programado (2,587 mantenimientos), porcentaje superior en 4.8 puntos porcentuales al referente internacional de 95.0%.

En ese año, el organismo realizó 1,523 de los 1524 mantenimientos preventivos programados lo que representó un avance de 99.9% y 1,058 predictivos el 99.5% de la meta programada, de 1,063.

De 2007 a 2014, el cumplimiento de los programas de mantenimiento preventivo-predictivo se mantuvo en un nivel superior a la referencia internacional de 95.0%, lo que ha repercutido en la disminución de los paros no programados en los CPG como se detalla en el resultado "Índice de paros no programados" de este informe.

5. Mantenimiento de Infraestructura de distribución

En 2014, PGPB cumplió la meta del programa de mantenimiento en 99.0% al realizar 3,488 órdenes de mantenimiento de las 3,522 programadas, 4.0 puntos porcentuales por encima de la meta de 95.0%.

En 2014, la entidad erogó para el mantenimiento de infraestructura de distribución un gasto financiero de 1,932,165.4 miles de pesos, el 70.0% (1,352,515.8 mdp) lo ejerció para el mantenimiento preventivo; el 21.0% (405,754.8 mdp) para el correctivo; mientras que el predictivo utilizó el 9.0% (173,894.8 mdp).

Durante el periodo de análisis 1995-2014, el gasto erogado por PGPB para los mantenimientos preventivo, correctivo y preventivo creció en 1,035.5%, el mayor gasto por este concepto se presentó en 2014 (1,932,165.5 mdp), 2007 (1,768,927.0 mdp) y 2006 (1,658,345.4 mdp).

6. Modernización y rehabilitación de la Infraestructura de producción

En 2014, el monto de inversión programado para proyectos de modernización y rehabilitación de infraestructura de producción de gas natural y petroquímicos básicos de PGPB ascendió a 158,319.4 miles de pesos (mdp) de los cuales ejerció 157,817.0 mdp, por lo que registró un cumplimiento de 99.8%.

Se verificó que del monto total de modernización y rehabilitación, el organismo destinó 116,029.5 mdp (73.5%) a proyectos de modernización que se enfocaron a la adquisición del sistema de control para turbocompresores de etano en el complejo Cactus y a la instalación de los sistemas continuos de medición y análisis de gases de combustión de los CPG Cactus, Nuevo Pemex, Ciudad Pemex, Coatzacoalcos y La Venta.

Asimismo, se constató que PGPB invirtió 41,787.5 mdp (26.5%) del total para llevar a cabo tres proyectos de rehabilitación de la infraestructura de producción de gas natural y petroquímicos básicos: dos en el CPG Nuevo Pemex del Sistema de Control Distribuido y un proyecto de rehabilitación del Sistema de Control Distribuido de servicios auxiliares en el CPG Cactus.

7. Producción de gas natural y petroquímicos básicos

En 2014, PGPB obtuvo una producción de 3,639.9 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) de gas natural en sus complejos procesadores, lo que significó un avance de 90.7% de la meta de obtener 4,013.8 MMpcd.

Respecto de la producción de petroquímicos básicos en 2014, PGPB produjo 187.0 miles de barriles diarios (Mbd), por lo que registró un avance de 91.8% de la meta (203.7 Mbd). Del volumen de petroquímicos básicos, el 41.0% (76.6 Mbd) correspondió a gasolinas naturales y el 59.0% (110.4 Mbd) a la producción de etano. Se verificó que la menor producción obedeció a la reducción de la oferta de gas y condensados amargos por parte de PEP. Por producto, la meta de elaboración de gasolinas naturales se cumplió en 96.6% y la de etano en 88.8%.

El organismo señaló y documentó que los incumplimientos de las metas de producción de gas natural y petroquímicos básicos se debieron a la disminución de la oferta de gas húmedo amargo, en 6.6%, y de dulce, en 14.1%, por parte de la subsidiaria Pemex Exploración y Producción.

En el periodo 1992-2014, la producción de gas natural creció en 77.6%, al pasar de 2,050.0 MMpcd en 1992 a 3,639.9 MMpcd en 2014, debido principalmente al aumento de la producción de gas natural por la intensificación de las actividades de extracción de gas no asociado en la Región Norte del país por parte de Pemex Exploración y Producción.

En el periodo de referencia, la producción de petroquímicos básicos de PGPB registró una reducción de 23.8%, al pasar de 245.4 Mbd a 187.0 Mbd, principalmente por la tendencia decreciente de la producción de gas húmedo por parte de PEP a partir de 2006.

14-6-47T4I-07-0305-07-002 Recomendación al Desempeño

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

14-6-47T4I-07-0305-07-003 Recomendación al Desempeño

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

8. Distribución de gas natural y petroquímicos básicos

En 2014, PGPB transportó un volumen de 4,911.6 MMpcd de gas natural de los 4,967.7 MMpcd programados, por lo que alcanzó un cumplimiento del indicador de 98.9%, superior en 3.9 puntos porcentuales respecto de la meta de 95.0%.

En ese año, la distribución de petroquímicos básicos de PGPB ascendió a 252.0 Mbd, volumen superior en 4.0% respecto del registrado en 2013 (242.3 Mbd), por el incremento en el volumen de etano distribuido.

En el periodo 2000-2014 la distribución total de gas natural en el Sistema Nacional de Ductos creció en 69.8%, al pasar de 2,892.0 a 4,911.6 MMpcd, principalmente por el incremento en la demanda interna de gas natural del sector eléctrico. En contraste, de 2005 a 2014, la distribución de petroquímicos por PGPB se redujo 5.0%, al pasar de 265.4 Mbd en 2005 a 252.0 Mbd en 2014.

9. Procesamiento de gas natural

En 2014, PGPB procesó 3,356.4 MMpcd de gas húmedo amargo de los 3,649.9 MMpcd programados, por lo que alcanzó el 92.0% de la meta; asimismo, el organismo procesó 4,303.1 MMpcd de gas húmedo dulce, volumen menor que el programado de 4,756.9 MMpcd, por lo que su avance fue de 90.5%.

El organismo señaló y documentó que los incumplimientos de las metas en el procesamiento de gas se debió a la disminución de la oferta de gas húmedo amargo en 6.6%, y de gas húmedo dulce en 14.1%, por parte de la subsidiaria Pemex Exploración y Producción.

Se verificó que de 1992 a 2014 el volumen del proceso de gas amargo en plantas endulzadoras aumentó 40.8%, al pasar de 2,384.0 MMpcd a 3,356.4 MMpcd. Los complejos Ciudad Pemex y Cactus registraron los mayores aumentos en 95.1% y 46.6%, respectivamente.

Con el análisis del periodo 1992-2014, se observó que el volumen total del proceso de gas húmedo dulce en plantas criogénicas aumentó 27.8%, al pasar de 3,367.0 MMpcd a 4,303.1 MMpcd. Los CPG Ciudad Pemex y Nuevo Pemex aumentaron el volumen de gas dulce procesado en 210.1% y 14.2%.

14-6-47T4I-07-0305-07-004 Recomendación al Desempeño

Para que la Dirección General de Petróleos Mexicanos expongan a su Consejo de Administración las razones por las cuales no se cumplieron las metas del procesamiento de gas húmedo amargo y dulce, y con base en los resultados se tomen las decisiones necesarias para elaborar un programa de acciones, a fin de que se cumplan los programas de procesamiento de gas y se cuente con el insumo necesario que permita incrementar la eficiencia operativa en PGPB, con objeto de dar cumplimiento al artículo 45 de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2014-2018 e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados.

10. Procesamiento de condensados

En 2014, PGPB procesó 33.1 Mbd de condensados amargos de los 35.5 Mbd programados, por lo que alcanzó un cumplimiento de 93.2%, en tanto que el procesamiento de condensados dulces registró un volumen de 15.5 Mbd, cantidad superior en 43.5% a la meta de 10.8 Mbd.

Al respecto, el organismo señaló que el incumplimiento de la meta de procesamiento de condensados se debió a que Pemex Exploración y Producción no satisfizo en 14.1% la oferta de gas húmedo dulce programada, lo que afectó directamente la cadena de valor de PGPB (procesamiento y producción), y redujo el potencial de cumplimiento de los indicadores de desempeño.

Respecto de los complejos que procesan condensados amargos, Cactus registró un volumen de 15.5 Mbd de la meta de 11.8 Mbd, superior en 31.4%; contrario al complejo Nuevo Pemex que registró 17.6 Mbd de la meta de procesar 23.7 Mbd, volumen menor en 25.7%.

Durante el periodo 1992-2014, el total de volumen procesado de condensados disminuyó en 30.2%, al pasar de 69.6 Mbd a 48.6 Mbd. Por tipo de condensados, el procesamiento de condensados amargos disminuyó en 52.4%, al pasar de 69.6 Mbd en 1992 a 33.1 Mbd en 2014. En tanto que el proceso de condensados dulces aumentó en 3.000.0 %, al pasar de 0.5 Mbd en 1994 a 15.5 Mbd en 2014.

14-6-47T4I-07-0305-07-005 **Recomendación al Desempeño**

Para que la Dirección General de Petróleos Mexicanos exponga a su Consejo de Administración las razones que han influido en la disminución del procesamiento de condensados amargos; y con base en los resultados se tomen las decisiones para establecer las acciones para cumplir con su programa y alcanzar las metas en la materia, con objeto de dar cumplimiento al artículo 45 de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2014-2018, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados.

11. Autoconsumo de gas

En 2014, la eficiencia operativa de PGPB en el consumo de gas en los Complejos Procesadores de Gas fue inferior a la meta programada y al estándar internacional, debido a que el autoconsumo de gas combustible en el procesamiento de gas de los complejos procesadores fue de 4.8% en promedio, porcentaje inferior en 0.6 puntos porcentuales respecto de la meta fijada del 5.4%, y en 1.2 puntos porcentuales al referente internacional del 6.0%.

En el periodo 2008-2014, el autoconsumo de gas combustible en PGPB disminuyó en 12.7%, 0.7 puntos porcentuales, al pasar de 5.5% en 2008 a 4.8% en 2014.

12. Índice de paros no programados

Se determinó que en 2014 la infraestructura de producción de PGPB para gas natural y petroquímicos básicos registró un índice de paros no programados de 0.34%, porcentaje menor en 0.66 puntos porcentuales que la meta límite de PGPB y el estándar de clase mundial de 1.0%, por lo que se garantizó la confiabilidad operacional de los equipos y un desempeño operativo superior al promedio de la industria de la transformación.

En el periodo 2007-2014, se observó que el promedio anual del índice de paros no programados del organismo disminuyó en 0.5 puntos porcentuales al pasar de 0.8% en 2007 a 0.3% en 2014, con una variación porcentual de 62.5%.

13. Calidad del gas natural

En 2014, PGPB realizó la medición de 7 especificaciones de calidad del gas inyectado al Sistema Nacional de Gasoductos (metano, bióxido de carbono, nitrógeno, total de inertes, etano, poder calorífico superior e índice wobbe) de las 14 establecidas en la NOM-001-SECRE-2010.

Se constató que en 2014 se registraron 54 puntos de medición, el 53.8% (29) se localizaron en la "Zona Sur" y el 46.2% (25) en la zona "Resto del país".

En ese año, en la zona “Resto del país”, los 25 puntos de medición cumplieron con las siete especificaciones reportadas en la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010.

Respecto de la “Zona Sur” se constató que en 2014 estuvieron vigentes dos resoluciones para la medición de la calidad del gas: resolución/602/2014 emitida el 19 de diciembre de 2013, para los meses de enero a marzo, y la resolución/067/2014 emitida el 27 de febrero de 2014, para los meses de marzo a diciembre.

Respecto de la primera resolución/602/2014 se verificó que en los puntos de medición Km-100, Cactus, Mayakan y Nuevo Pemex no se cumplieron con las especificaciones establecidas para el nitrógeno y total de inertes en marzo, mientras que en Ciudad Pemex el incumplimiento fue en los meses de enero y marzo.

En lo que refiere a la segunda resolución/067/2014, se constató que en ocho puntos de medición no se cumplió con el porcentaje de volumen de nitrógeno y total de inertes establecido, ya que en los puntos de medición Troncal 48, Km-100, J.D. Covarrubias y Pecos Alta Presión estuvieron fuera de rango en 4 meses; y en Mayakan, Ciudad Pemex y Pecos Baja Presión en 5 meses; y Cactus en 6 meses.

14-6-47T4I-07-0305-07-006 **Recomendación al Desempeño**

Para que la Dirección General de Petróleos Mexicanos exponga a su Consejo de Administración las razones por las que no se realizó la medición de la totalidad de parámetros en la norma de calidad vigente, a fin de que tome las decisiones para asegurar una adecuada valoración de las especificaciones y parámetros del Gas Natural, con objeto de dar cumplimiento a lo establecido en el Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018 de abastecer de energía al país con calidad, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados.

14-6-47T4I-07-0305-07-007 **Recomendación al Desempeño**

Para que la Dirección General de Petróleos Mexicanos exponga a su Consejo de Administración las razones por las que no en todos los puntos de inyección de gas natural de la Zona Sur se cumplieron las especificaciones de contenido de nitrógeno y total de inertes establecidos en la Norma Oficial Mexicana en la materia, vigente en 2014, a fin de que se tomen las decisiones para que en ejercicios subsecuentes se cumpla con todas las características de calidad establecidas en la normativa correspondiente y se garantice el suministro de este hidrocarburo con calidad, con objeto de dar cumplimiento a lo establecido en el Plan Nacional de Desarrollo e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados.

14. Competitividad en los precios

En 2014, el precio de referencia del mercado Henry Hub fue de 4.43 US\$/MMbtu; en tanto que los precios de venta de primera mano del gas natural de PGPB en los complejos Reynosa (4.25 US\$/MMbtu) y Ciudad Pemex (4.16 US\$/MMbtu) fueron menores en 0.18 US\$/MMbtu y 0.27 US\$/MMbtu, respectivamente. Por lo anterior, se determinó que los precios de venta de primera mano de gas natural en los complejos de Reynosa y Ciudad Pemex fueron competitivos, al ser inferiores al precio de referencia internacional.

Respecto de la competitividad de los precios de los petroquímicos, se verificó que el precio VPM del etano y el butano de PGPB se mantuvo por debajo del referente internacional en

0.70 y 5.2 US\$/MMbtu, por lo que se determinó que los precios de venta de primera mano de estos dos petroquímicos básicos fueron competitivos; mientras que las naftas y el propano tuvieron un precio mayor que el precio de referencia internacional en 2.5% y 3.8% respectivamente.

En el periodo 2002-2014, los precios de VPM de gas natural en las ciudades de Reynosa y Ciudad Pemex mantuvieron similar tendencia que el precio de referencia.

15. Costos de producción – Ventas

En 2014, la producción de gas natural de PGPB presentó resultados financieros aceptables debido a que se obtuvo un balance positivo entre las ventas y los costos de 5.4 Pesos/Mpc, ya que el precio de venta fue de 54.5 Pesos/Mpc y el costo de producción fue de 49.1 Pesos/Mpc.

Si bien las pérdidas producidas por las importaciones (9.3 Pesos/Mpc) representaron 1.7 veces las utilidades obtenidas (5.4 Pesos/Mpc) por cada mil pies cúbicos vendidos, el mayor volumen de la producción nacional respecto del gas natural importado permitió compensar tales pérdidas, por lo que las utilidades obtenidas (23,721,660.0 pesos) superaron en 87.9% a las pérdidas (12,627,540.0 pesos).

Durante el periodo 2012-2014, la utilidad derivada del diferencial entre el costo de producción de PGPB y el precio de venta representaba el 18.1% en 2012 y se ubicó en 11.0% en 2014, por lo que las utilidades disminuyeron en 39.2%; asimismo, la diferencia entre el costo de producción y el costo de importación disminuyó en 30.1%, ya que mientras en 2012 el costo de importación era superior al de producción en 42.9%, para 2014 se ubicó en 30.0%.

16. Matriz de Indicadores para Resultados

Se constató que los objetivos de las MIR 2014 de los Pp B001 y E010 aprobadas para la producción y distribución de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos se alinearon con el objetivo rector establecido en el PND 2013-2018, pero no se incluyó la información sobre su alineación con los objetivos del PROSENER 2013-2018. Sin embargo, no incluyeron la información del programa derivado del PND y el objetivo sectorial a los que están vinculados los programas presupuestarios.

Con el análisis de la lógica vertical de los objetivos establecidos en la MIR de los Pp B001 y E010, se verificó que existe una relación causa-efecto entre los niveles de Fin, Propósito, Componente y Actividad. En cuanto a la materia por auditar se considera que existe una relación causa-efecto de cada uno de los niveles de objetivos del programa en dirección ascendente aplicable a las actividades de producción y distribución de gas natural, debido a que la utilización la ocupación de la capacidad criogénica y el cumplimiento de los programas de mantenimiento permiten el logro del propósito de los programas, que es la comercialización y distribución nacional, y con ello contribuir a garantizar la satisfacción de la demanda del hidrocarburo.

Respecto de la lógica horizontal de los Pp B001 y E010 se considera que la construcción de los cuatro indicadores relacionados con las actividades de producción y distribución de gas natural, así como de los proyectos de infraestructura a cargo de PGPB es adecuada, tanto el nombre, la definición y el método de cálculo son congruentes entre sí, ya que permiten observar lo que se quiere medir y conocer la contribución al logro del objetivo de cada nivel; asimismo se constató que los indicadores son suficientes para medir los resultados y avances

de las actividades de producción y distribución de gas natural y petroquímicos básicos, así como para evaluar el cumplimiento de los objetivos de PGPB y su contribución a la atención del problema público.

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

17. Control Interno

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

Se constató que el organismo cumplió con los componentes “Ambiente de Control”, “Administración de Riesgos”, “Estructura Organizacional”, “Recursos Humanos”, “Recursos Materiales”, “Infraestructura de Tecnología de Información, de Telecomunicaciones y Sistemas de Información”, “Documentación de procesos” e “Información y Comunicación” establecidos en los Lineamientos en Materia de Control Interno para Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, y estableció mecanismos que permitieron evaluar y dar seguimiento al desarrollo de las actividades, a fin de lograr una seguridad razonable del logro de sus objetivos.

18. Rendición de cuentas

La rendición de cuentas sobre el cumplimiento de objetivos, estrategias y líneas de acción relacionadas con el procesamiento de gas natural, producción de petroquímicos básicos y su distribución establecidas en el PND 2013-2018, PROSENER 2013-2018 y en el PEF 2014, se enfocó en las actividades encaminadas a incrementar la capacidad y rentabilidad de las actividades de PGPB, y reforzar la infraestructura para el suministro de gas natural y petroquímicos básicos en el mercado nacional.

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

Consecuencias Sociales

En 2014, la producción nacional fue insuficiente para atender la demanda creciente de gas por lo que se recurrió a mayores importaciones para satisfacerla, lo anterior aunado a una limitada capacidad de transporte que puede poner en riesgo la flexibilidad del SNG y el abasto suficiente y oportuno de gas natural y petroquímicos básicos a los sectores de consumo y afectar la producción de bienes y la prestación de servicios, y con ello a la población en general.

Resumen de Observaciones y Acciones

Se determinó(aron) 6 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) 5 restante(s) generó(aron): 7 Recomendación(es) al Desempeño.

Dictamen

El presente dictamen se emite el 23 de octubre de 2015, fecha de conclusión de los trabajos de auditoría. Ésta se practicó sobre la información proporcionada por la entidad fiscalizada y de cuya veracidad es responsable; fue planeada y desarrollada de acuerdo con el objetivo relativo a fiscalizar el cumplimiento del abastecimiento de gas natural y petroquímicos básicos que demanda el país con eficiencia, calidad y competitividad, se aplicaron los procedimientos y las pruebas selectivas que se estimaron necesarios. En consecuencia, existe una base razonable para sustentar el presente dictamen.

La mayor demanda de gas natural en el país, aunada a la disminución en la producción nacional, ha derivado en el incremento en las importaciones, debido a las limitaciones en la capacidad de infraestructura para incrementar la producción, importar y transportar el gas natural para satisfacer los requerimientos internos. Esta situación ha llevado a comprometer la flexibilidad operativa del Sistema Nacional de Gasoductos (SNG), así como a recurrir mayores importaciones de gas natural licuado, el cual tiene un mayor costo. En materia de petroquímicos, se ha registrado una disminución constante de la producción de petroquímicos por la falta de insumos y rezagos en la infraestructura productiva.

Para atender esta problemática, el Gobierno Federal propuso la política de asegurar el abastecimiento de gas natural y petroquímicos básicos que demanda el país con eficiencia, calidad y competitividad, a fin de maximizar el valor económico de la industria mediante el incremento de la producción y el robustecimiento en la infraestructura de importación, transporte y distribución. En 2014, la H. Cámara de Diputados aprobó un presupuesto de 169,887,993.6 miles de pesos para la ejecución de dicha política.

En 2014, la demanda de gas natural de 5,730.9 millones de pies cúbicos por día (MMpcd) se satisfizo en 76.6% con producción nacional, conforme a lo programado (73.6%), el resto se cubrió con importaciones (23.4%). Asimismo, la producción de petroquímicos básicos aseguró la demanda en su totalidad, el 65.1% se destinó al consumo nacional y el restante 34.9% al mercado externo.

En 2014, PGPB obtuvo una producción de 3,639.9 MMpcd de gas natural en sus complejos procesadores, el 90.7% de la meta de 4,013.8 MMpcd y produjo 187.0 Mbd de petroquímicos básicos, por lo que registró un avance de 91.8% de lo programado (203.7 Mbd). Respecto del procesamiento de gas natural, PGPB procesó 3,356.4 MMpcd de gas húmedo amargo, 4,303.1 MMpcd de gas húmedo dulce y 33.1 Mbd de condensados amargos, el 92.0%, 90.5% y 93.2% de lo programado en ese año. Los resultados obtenidos se explican por la disminución en la oferta de gas de Pemex Exploración y Producción.

En cuanto a la competitividad, el precio de venta de primera mano (VPM) del gas natural de PGPB fue competitivo, ya que el VPM de los complejos Reynosa y Ciudad Pemex fueron menores en 0.18 US\$/MMbtu y 0.27 US\$/MMbtu, respectivamente, que el precio de referencia de 4.43 US\$/MMbtu del mercado Henry Hub.

En la calidad del gas inyectando en el SNG, PGPB realizó la medición de 7 de las 14 especificaciones de calidad del gas establecidas en la NOM- 001-SECRE-2010, de los 54 puntos de medición, 25 puntos en la Zona “Resto del país” cumplieron con las siete especificaciones de calidad; y en 8 de los 29 puntos de medición de la Zona Sur no cumplió en la totalidad de los meses con las especificaciones para el nitrógeno y total de inertes establecidas en las resoluciones emitidas por la Comisión Reguladora de Energía.

De la eficiencia operativa, se destaca que el autoconsumo de gas combustible en el procesamiento de gas de los complejos procesadores fue de 4.8% en promedio anual, resultado inferior en 0.6 puntos al límite establecido de 5.4% y en 1.2 puntos porcentuales al referente internacional (6.0%).

Por lo que se refiere a la confiabilidad de la infraestructura, en 2014 el organismo cumplió en 99.8% los programas de mantenimiento preventivo y predictivo de la infraestructura productiva, superior al referente internacional de 95.0%, así como la meta del mantenimiento de la infraestructura de distribución en 99.0%. En ese año, PGPB registró un índice de paros no programados de 0.34%, porcentaje menor que el límite de meta y el estándar de clase mundial de 1.0%, por lo que se garantizó la confiabilidad operacional de los equipos.

En cuanto a la infraestructura de producción de gas, PGPB registró un índice de utilización de 72.8%, cifra superior a la meta de 72.2% e inferior al referente internacional de 80.0%; en tanto el índice de utilización de la de condensados fue 23.0%, con lo que cumplió el 93.1% respecto de la meta (24.7%).

En 2014, PGPB utilizó el 96.3% de la capacidad instalada del sistema nacional de transporte de gas, por lo que rebasó los niveles óptimos, inferiores a 85.0%. De 2000 a 2014, el índice de utilización de transporte se incrementó en 58.1%, debido al incremento de la demanda interna de gas; sin embargo, la capacidad instalada lo hizo en 4.9%, lo que comprometió la flexibilidad del SNG, principalmente en 2012.

En opinión de la ASF, en 2014 Pemex Gas y Petroquímica Básica aseguró el abastecimiento confiable y a precios competitivos del gas natural y petroquímicos que demandan los consumidores, pero con una participación mayor de importaciones; en ese año no logró mantener ni incrementar la participación de la producción nacional en la atención de la demanda interna, debido a la falta de materia prima y limitada ampliación y modernización de la infraestructura de producción. Asimismo, no cumplió con las metas de producción de gas natural, petroquímicos básicos ni del índice de utilización de la infraestructura de producción de gas y condensados; tampoco garantizó la calidad del gas inyectado en el SNG; además, no se incrementó la capacidad instalada de transporte, por lo que el índice de utilización de la infraestructura de transporte fue superior al nivel óptimo, lo que puso en riesgo la flexibilidad del SNG; dicha situación de no atenderse puede limitar el abastecimiento considerando que se prevé que durante los próximos años el diferencial en las tasas de crecimiento de la oferta y la demanda implicará un incremento aún mayor en el nivel de las importaciones, por lo que será necesario fortalecer la infraestructura de transporte e importación.

En el marco de la reestructuración institucional tras la Reforma Energética en materia de hidrocarburos, la ASF emitió recomendaciones orientadas a que se considere realizar acciones para incrementar la producción de gas natural y petroquímicos básicos, la eficiencia del procesamiento de gas húmedo amargo y dulce y condensados, asegurar una adecuada

valoración y cumplimiento de las especificaciones y parámetros de calidad del gas, así como contar con el insumo necesario que permita optimizar la capacidad productiva, a fin de cumplir con las metas establecidas y parámetros internacionales.

Apéndices

Procedimientos de Auditoría Aplicados

1. Determinar la participación de la producción de PGPB en la satisfacción de la demanda interna de gas natural.
2. Determinar la capacidad instalada y utilizada de la infraestructura de producción y distribución para el proceso de gas y producción de petroquímicos básicos.
3. Evaluar la eficiencia en el cumplimiento de las metas de mantenimiento de la infraestructura de producción y distribución de gas natural y petroquímicos básicos.
4. Evaluar la eficiencia en el cumplimiento de las metas de producción y distribución de gas natural y de petroquímicos básicos.
5. Verificar la eficiencia del cumplimiento de las metas de procesamiento de gas natural y condensados.
6. Determinar la eficiencia operativa en el cumplimiento de la meta del autoconsumo de gas combustible.
7. Evaluar la confiabilidad de la infraestructura de producción por medio del cumplimiento del índice de paros no programados.
8. Determinar la calidad del gas natural que se inyecta al sistema de transporte por ducto, con base en la revisión de los reportes de medición de cada punto de inyección del gas al sistema.
9. Verificar la competitividad en los precios de gas natural y de petroquímicos básicos de PGPB, por medio del análisis comparativo con el mercado norteamericano.
10. Analizar los costos de producción de gas natural y de importación respecto del precio de venta.
11. Verificar el cumplimiento de las disposiciones normativas aplicables a la elaboración de la Matriz de Indicadores para Resultados.
12. Evaluar el diseño del sistema de control interno de las áreas administrativas de PGPB responsables del proceso de producción y distribución de gas natural y petroquímicos básicos respecto a la normativa establecida por el organismo.
13. Constatar la aplicación del criterio de rendición de cuentas, en cumplimiento de las metas y objetivos fijados en la planeación, programación y presupuestación.

Áreas Revisadas

Las subdirecciones de Planeación, Producción, Gas Licuado y Petroquímicos Básicos, 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. Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria: artículo 45.
2. Otras disposiciones de carácter general, específico, estatal o municipal: Programa Sectorial de Energía 2013-2018, Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2014-2018, Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018 y Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010 Especificaciones del Gas Natural.

Fundamento Jurídico de la ASF para Promover Acciones

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

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

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

Comentarios de la Entidad Fiscalizada

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

Resultado Núm. 13

Calidad del Gas Natural

Al respecto de la medición de los parámetros temperatura de rocío de hidrocarburos, humedad, ácido sulfhídrico y azufre total el organismo señaló:

“El azufre total se realiza cada tres meses por contrato y no se lleva un control en tiempo real.

En cuanto a la temperatura de rocío de hidrocarburos no se determina en forma directa, sino a solicitud de petición, seleccionando el punto de medición. Sacar estas envoltentes para su medición no es sencillo.

“La determinación del ácido sulfhídrico y agua se puede observar en los gráficos operativos en tiempo real de las estaciones de medición SCADA, aceptó para los puntos de calidad Iberdrola, Rincón Pacheco y Pandura, Pecos de baja y GIMSA y el Raudal carecen de medición y se encuentran en proceso de integración al SCADA.

“En cuanto a la medición de los parámetros variación máxima diaria de nitrógeno e índice Wobbe no se realiza la medición debido a que no se cuenta con el Sistema de Administración de Mediciones de calidad del gas”.