

TIPO DE REVISIÓN: DE CUMPLIMIENTO

Producción y Venta de Gas

Ente fiscalizado

**Pemex Exploración y
Producción (PEP) / Petróleos
Mexicanos (Pemex)**

¿Qué se auditó?

Las ventas de Gas Húmedo Amargo (GHA), Gas Húmedo Dulce (GHD), y Gas Seco (GS), por 48,424,937.9 miles de pesos.

Número de auditoría:

461-DE

¿Por qué se practicó esta auditoría?

CRITERIOS DE SELECCIÓN

La producción de gas natural ha estado disminuyendo, ya que en 2014 paso de un promedio de 6,532 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd), a un promedio de 4,803 MMpcd en 2018, por lo que desde el ejercicio de 2014 ha disminuido el 26.5% (1,729 MMpcd).

En las actas, 28 de la Sesión Extraordinaria del Consejo de administración de PEP, del 9 de mayo de 2018 y 45 de la Sesión Extraordinaria del Comité de Estrategia e Inversiones del Consejo de Administración de Pemex, del 23 y 24 de mayo de 2018, se aprobó la "Estrategia de comercialización de gas húmedo amargo con alto contenido de nitrógeno", para incrementar 95.0% la disponibilidad de gas a plantas y 106.0% de los ingresos de PEP; asimismo, se señaló que "de no realizarse el proyecto se incumpliría el contrato de suministro de etano en 2024 y en el 2026 sería necesario que Pemex adquiriera la planta de Etileno XXI".

UNIVERSO SELECCIONADO

\$102,237,586.1 miles de pesos

MUESTRA AUDITADA

\$48,424,937.9 miles de pesos

Principales resultados de la auditoría

- Por la declinación de la producción de gas para satisfacer las necesidades de PTRI; así como para atender la estrategia prevista en el Plan de Negocios 2017-2021 de Pemex, relativa a incrementar la producción de gas y mejorar su aprovechamiento; PEP, como estrategia para aumentar su producción, mediante modelos de contratación que permiten la inversión privada, en 2018 migró las asignaciones de 9 campos a contratos de Exploración y Extracción, y a contratos de Servicios Integrales de Exploración y Extracción, estrategias que resultaron insuficientes, ya que dichos contratos contribuyeron con 84.8 MMpcd (1.7% del total de la producción). Asimismo, los contratos adjudicados en las rondas de licitación, no produjeron gas, por encontrarse en etapa de evaluación y exploración.

Adicionalmente, PEP señaló que debido a la necesidad de producir más gas, en el Plan de Negocios de Pemex y sus EPS 2019-2023, se consideraron las estrategias de "Acelerar el desarrollo de los nuevos yacimientos descubiertos" e "Incrementar la producción de gas no asociado"; sin embargo, PEP no contempló que dichas estrategias no atienden la insuficiencia de gas en el corto plazo para poder suministrar gas a PTRI, toda vez que el incremento en la producción de gas será a partir de 2023.

- Con la inyección de nitrógeno en los yacimientos, PEP está privilegiando la producción de crudo, al determinar que los mayores beneficios se obtienen de yacimientos productores de crudo, debido a que en 2018, los precios de los hidrocarburos en el contexto internacional fueron: para el crudo ("Brent 71.3 dólares" y "WTI 65.2 dólares") y para el gas ("Henry Hub 3.2 dólares"), precios que, de acuerdo con sus pronósticos, continuarán hasta 2025. Adicionalmente, se generó un déficit en la oferta de gas para PTRI, ya que la producción de gas se afectó, debido a que los porcentajes de nitrógeno reportados exceden los parámetros establecidos en la normativa, por lo que no es sujeto de comercialización; en consecuencia, este gas se reinyecta a los yacimientos.

Según se menciona en actas de los Consejos de Administración de PEP y Pemex, de mantenerse el déficit en la producción de gas, podría presentarse el cese de operaciones de plantas de PTRI por falta de oferta de gas (materia prima utilizada en las plantas de PTRI para la producción de etano), y en consecuencia el incumplimiento del contrato de suministro de etano, en 2024, por lo que, agregan que sería necesario que Pemex adquiriera la planta del Complejo Etileno XXI, (propiedad de Braskem Idesa S.A.P.I.), en 2026.

- En el Anexo de "Oportunidades de Negocio", del Plan de Negocios 2017-2021 de Pemex, PEP incluyó el proyecto "Limpieza de gas húmedo amargo con alto porcentaje de nitrógeno", para realizarse en 2017, por medio de un contrato de servicio; asimismo, el Consejo de Administración de PEP, en mayo de 2018, aprobó la Estrategia general de comercialización de gas húmedo amargo con alto contenido de nitrógeno, acciones que no se han concretado al 31 de diciembre de 2018.



Principales resultados de la auditoría

Adicionalmente, se identificó que en el Plan de Negocios de Pemex y sus EPS 2019-2023, se contemplan las estrategias "Diseñar e implementar esquemas de ejecución para atraer inversión privada" y "Diversificar las fuentes de suministro de gas para actividades industriales" así como el proyecto "Aprovechamiento de gas húmedo amargo con alto contenido de nitrógeno", relacionados con el desarrollo de la infraestructura con participación de empresas privadas para el aprovechamiento de gas húmedo amargo con alto contenido de nitrógeno, estrategias similares a las consideradas en el Plan de Negocios 2017-2021 de Pemex.

- La Planta de Eliminación de Nitrógeno ubicada en el Complejo Procesador de Gas (CPG) Ciudad Pemex, consta de 2 trenes, en 2018, el tren 1, permaneció fuera de operación desde el 4 de enero de 2015 hasta el 23 de marzo de 2019, debido a reparaciones de los cambiadores de calor de placas, aleta de la caja y de las bombas de metano. El tren 2 operó al 76.2% de su capacidad, debido a que se encontraban en mantenimiento dos compresores (previamente estuvo fuera de operación 1 año 2 meses). A agosto de 2019, ambos trenes operan con una carga limitada, ya que requieren de un segundo compresor (en proceso de pruebas y arranque); se tiene considerado operar con dos compresores hasta finales de 2019.

Conclusión:

A partir de 2014, la producción nacional de gas ha disminuido el 26.5%, situación que ha prevalecido en 2018, lo que ha impactado principalmente la zona sureste del país, la cual depende básicamente de la producción nacional de gas para atender las necesidades de la industria, centrales generadoras de energía, entre otras. Asimismo, la producción de gas de PEP ha sido afectada por el alto contenido de nitrógeno en el gas (por la inyección de nitrógeno en los yacimientos para obtener una mayor producción de crudo), lo que PEP justifica, debido a los mayores beneficios que obtiene por la venta del crudo. El gas es un hidrocarburo estratégico en el sector energético y constituye la materia prima para la producción de gas natural, gas LP, etano, azufre, aromáticos y derivados, por lo que la baja disponibilidad de gas de PEP ha impactado en los diversos procesos productivos internos de Pemex y sus EPS, principalmente en PTRI, ya que ha incidido negativamente en el desempeño operativo de los CPG, debido a que sus niveles de producción han disminuido, en consecuencia, subutiliza la capacidad disponible en las plantas de los CPG e incumple con el suministro de etano al cliente del Complejo Etileno XXI, cuyo costo de penalizaciones contractuales a cargo de PTRI fueron en 2016, 2017 y 2018, por 283,035.8, 810,155.4 y 1,720,352.1 miles de pesos, respectivamente, y de acuerdo con los consejos de administración de Pemex y PEP, existe el riesgo de que en caso de incumplir el contrato de suministro de etano, Pemex tendría que adquirir la planta del Complejo Etileno XXI, (propiedad de Braskem Idesa S.A.P.I.), en 2026; asimismo, ha afectado la producción de fertilizantes y petroquímicos, a cargo de Pemex Fertilizantes y Pemex Etileno, así como la oferta nacional de gas, toda vez que es un combustible preponderante para las actividades industriales en el país y en la generación de energía eléctrica.

Principales acciones emitidas

Se generaron 6 Recomendaciones.

Escanea el código y descarga el informe de auditoría completo.

